

На правах рукописи

УДК 622. 245.42

ГАЗГИРЕЕВ ЮШАА ОРСНАКИЕВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ОБЛЕГЧЕННЫХ
РАСШИРЯЮЩИХСЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ
ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В КРИОЛИТОЗОНЕ**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2004

Работа выполнена в филиале «Тюменбургаз» ДООО «Бургаз» и Научно-исследовательском и проектном институте технологий строительства скважин (НИПИ ТСС) Государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ГОУ ВПО ТюмГНГУ).

Научный руководитель - к.т.н., доцент Кузнецов В.Г.

Официальные оппоненты: - д.т.н., профессор Ключов А.А.
- к.т.н. Шульгина Н.Ю.

Ведущее предприятие: Дочернее федеральное государственное унитарное предприятие «Западно-Сибирский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт технологии глубокого разведочного бурения» (ДФГУП ЗапСибБурНИПИ).

Защита состоится 21 июля 2004 года в 16-00 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 «21» июня 2004 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
д-р техн. наук, профессор

В.П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Большинство крупных разведанных и перспективных месторождений природных углеводородов находятся в районах Крайнего Севера Западной Сибири, которые характеризуются повсеместным распространением мерзлых горных пород (МГП) и наличием пластов с низкими градиентами гидроразрыва, что значительно усложняет сооружение и эксплуатацию скважин. Отмечаются следующие осложнения: кавернообразование, недоподъем тампонажного раствора до устья, негерметичность крепи скважин, смятие обсадных колонн и др.

Недостаточная эффективность технологии крепления скважин в этих условиях обуславливает применение специальных цементов. Прежде всего, это относится к облегченным тампонажным растворам, которые отечественной промышленностью не выпускаются. Применение же облегчающих добавок требует повышенного водосодержания, что приводит к ухудшению физико-механических свойств формирующегося камня, большинство из добавок являются инертными при формировании структуры тампонажного камня.

В связи с этим очевидна необходимость разработки специальных тампонажных композиций для качественного цементирования скважин в криолитозоне.

Цель работы

Повышение качества крепления скважин в сложных условиях криолитозоны путем повышения сопротивляемости крепи давлению обратного промерзания.

Основные задачи исследований

1. Обоснование причин возникновения осложнений при креплении скважин в криолитозоне и анализ способов их предупреждения.
2. Исследование процессов твердения тампонажных растворов при низких температурах окружающей среды. Обобщение требований к физико-

механическим свойствам формирующемуся в этих условиях цементному камню.

3. Обоснование и разработка состава облегченного, расширяющегося, гидравлически активного при низких температурах твердения тампонажного материала.

4. Исследование и регулирование технологических и физико-механических свойств раствора и камня на основе разработанного материала.

5. Опытно-промышленные испытания разработанной тампонажной композиции.

Научная новизна

1. Развита представления о механизме возникновения локальных, осесимметричных сминающих давлений на обсадные колонны в интервалах МГП при обратном промерзании водных суспензий в заколонном пространстве скважин.

2. Научно-обоснованы требования к прочностным свойствам цементного камня, для крепления скважин в криолитозоне.

3. Теоретически обоснована и экспериментально доказана эффективность применения для цементирования обсадных колонн в криолитозоне облегченных расширяющихся тампонажных цементов.

Практическая значимость

1. Осуществлен комплексный подход к оценке надежности крепи арктических скважин.

2. Разработан состав облегченной, расширяющейся тампонажной композиции для цементирования обсадных колонн в сложных горно-геологических условиях Крайнего Севера Западной Сибири.

3. Промышленное внедрение разработанной рецептуры облегченного, расширяющегося тампонажного раствора позволило цементировать обсадные колонны в одну ступень до устья скважин и предупредить возникновения межколонных перетоков.

Внедрение результатов в промышленность

Основные результаты проведенных исследований и предлагаемые рекомендации внедрены при строительстве скважин на месторождениях Крайнего Севера Западной Сибири, разбуриваемых буровым предприятием «Тюменбургаз» ДООО «Бургаз» ОАО «Газпром».

Апробация результатов исследований

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на научно-технических совещаниях филиала «Тюменбургаз» ДООО «Бургаз», заседаниях кафедры бурения нефтяных и газовых скважин ГОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», на международных и региональных научно-технических конференциях: междунар. науч. техн. конф., посвященной 40-летию ТюмГНГУ. (Тюмень, 2003); региональной науч. практич. конф. аспирантов и молодых ученых (Тюмень, 2004); региональной науч. техн. конф. ТюмГНГУ. Тюмень, 2004).

Публикации Основные положения диссертационной работы опубликованы в 7 печатных работах.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных литературных источников. Работа изложена на 124 страницах машинописного текста, в том числе содержит 20 таблиц и 19 рисунков.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении показана актуальность темы диссертационной работы, сформулирована цель и основные задачи исследований.

В первом разделе дана краткая геокриологическая характеристика основных месторождений Крайнего Севера Западной Сибири. Проведен анализ осложнений, возникающих при строительстве скважин в криолитозоне.

Оценена эффективность применяемой технологии крепления скважин на месторождениях, разбуриваемых буровым предприятием «Тюменбургаз».

Большое внимание к изучению геокриологических условий Западно-Сибирской низменности привлекло открытие 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.

Криолитозона Западно-Сибирской плиты представлена разнообразными в возрастном и генетическом отношении комплексами. Процессы криолитогенеза различных парагенетических комплексов отложений привели к формированию двух основных генетических типов МГП: сингенетического и эпигенетического. Основные закономерности их развития на территории Западной Сибири приведены в работах Баулина В.В., Дубикова Г.И., Трофимова В.Т. и других исследователей.

Месторождения полуострова Ямал характеризуются сплошным распространением МГП мощностью 400-600 м с температурой пород в слое годовых теплооборотов от - 8 °С до - 5 °С. Для месторождений Уренгойской группы характерно несплошное распространение МГП как по площади, так и по глубине. Мощность мерзлой толщи достигает 250-300 м с температурой до - 4 °С. Особенностью месторождений широтного Приобья является наличие реликтовой мерзлоты на глубинах 150-230 м с температурой до минус 1 °С. В геологическом разрезе большинства месторождений имеются проницаемые пласты сеноманских отложений с низким давлением гидроразрыва до 0,0148 МПа/м.

Для успешного цементирования в этих условиях нужны облегченные тампонажные материалы, позволяющие формировать при низких положительных и небольших отрицательных температурах безусадочных камень достаточной прочности.

Научными работами: Белова В.И., Бондарева Э.А., Блинова Б.М., Вуда Д.В., Горского А.Т., Грязнова Г.С., Гудмена М.А., Дубины М.М., Кузнецова В.Г., Марамзина А.В., Мельцера М.С., Медведского Р.И., Прасолова В.А., Стригоцкого С.В., Шохина В.Ф. и других исследователей внесен большой вклад в решение вопросов технологии строительства скважин в районах Крайнего Севера.

Разработке специальных тампонажных цементов для арктических скважин посвящены работы Агзамова Ф.А., Булатова А.И., Данюшевского В.С., Ключова А.А., Кузнецовой Т.Е., Новохатского Д.Ф., Овчинникова В.П., Рахимбаева Ш.М., Фролова А.А. и др.

Однако, несмотря на большой опыт строительства скважин в криолитозоне проблема качественного их крепления остается актуальной.

В настоящее время на этих месторождениях сооружаются скважины различной конструкции, включающей от двух до четырех обсадных колонн. В соответствии с действующими стандартами, цементирование всех колонн производится прямым одноступенчатым способом. В качестве тампонажного материала используется тампонажный портландцемент в соответствии с ГОСТ 1581-96 различных заводов изготовителей. Иногда применяются опытно-промышленные партии портландцемента класса G фирмы «Дюкерхофф». Приготовление облегченных тампонажных растворов для цементирования верхней части эксплуатационной и промежуточных обсадных колонн осуществляется с использованием облегчающих добавок – бентонитовый глинопорошок, вермикулит, алюмосиликатные микросферы.

Проведенный анализ показал, что основными осложнениями при креплении скважин в криолитозонах Западной Сибири являются: недоподъем тампонажного раствора до устья, негерметичность крепи, деформация обсадных колонн. Например, для Уренгойского месторождения до 50 % скважин имеют межколонные давления, а недоподъем тампонажного раствора до устья наблюдается у 67 % скважин. Приведены промысловые данные о

смятии обсадных колонн в интервале МГП в простаивающих скважинах на месторождениях Крайнего Севера Западной Сибири. Так в большинстве случаев отмечено смятие только эксплуатационной колонны (61 %), реже смятыми оказывались все колонны (22 %), а промежуточные с эксплуатационными (17 %). Полученные результаты послужили основанием постановки задачи выявления их причин.

Показано, что основными причинами недоподъема цемента являются: наличие больших по размерам каверн, образовавшихся в результате растепления МГП, из которых практически невозможно вытеснить при цементировании буровую промывочную или буферную жидкость; поглощения тампонажного раствора в высокопроницаемых пластах; седиментационные процессы в тампонажном растворе, интенсифицирующиеся под влиянием низких положительных и отрицательных температур скважинного пространства.

Наличие межколонного давления объясняется нарушением контакта цемента с обсадными трубами вследствие усадочных деформаций, возникающих при твердении традиционно применяемых тампонажных материалов, а также каналообразованием в цементе в результате миграции жидкости затворения в осевом (к устью) и радиальном (к фронту промерзания) направлении.

В связи с вышеизложенным, целью работы является: повышение качества крепления скважин в сложных условиях криолитозоны путем повышения сопротивляемости крепи давлению обратного промерзания.

Во втором разделе предложена рабочая гипотеза, изложены теоретические предпосылки повышения качества цементирования скважин в интервале залегания мерзлых горных пород. Описаны методы и методики проведения исследований.

Обобщены представления об условиях, величинах и характере возникающих сминающих нагрузках на обсадные трубы в криолитозоне.

Обоснована возможность возникновения внешних локальных, осесимметричных нагрузок в качественно зацементированных скважинах

Проведенный анализ известных способов предупреждения смятия обсадных колонн в криолитозоне показал, что они недостаточно надежны и требуют значительных дополнительных материальных затрат. Показано, что создание оптимально прочной крепи скважин в интервале МГП является наиболее эффективным решением по предупреждению смятия обсадных колонн. При этом неременным условием является качественное цементирование обсадных колонн, обеспечивающее герметичность крепи.

Научно обоснованы требования к свойствам тампонажного раствора и камня, предназначенного для низких положительных и отрицательных температур (таблица 1).

Проведенный анализ облегченных тампонажных материалов, применяемых для цементирования скважин в интервале ММП, показал, что отечественной промышленностью они серийно не производятся, а традиционно применяемые при их приготовлении в промысловых условиях облегчающие добавки (бентонит, вермикулит, перлит и др.) являются инертными по отношению к формированию структуры твердеющего камня.

Рассмотрены особенности твердения тампонажных растворов при низких положительных и отрицательных температурах. Показано, что в этих условиях формирование камня происходит за счет алюминатных составляющих вяжущего.

Уточнена методика расчета крепи скважин на смятие. В отличие от известных методик предложено учитывать с помощью эмпирических коэффициентов ослабляющее действие осевых растягивающих нагрузок в обсадных колоннах. Показано, что снижение сопротивляемости крепи скважин смятию может достигать 15 %.

Используя результаты работ Ю.Е. Якубовского., С.В. Якубовской,

Таблица 1- Основные требования к физико-механическим свойствам
тампонажного цемента для крепления скважин в криолитозоне

Наименование показателей	Ед. изм.	Нормируемый показатель цемента	
		нормальной плотности	облегченный
Коэффициент водоотделения при температуре 0 °С, не более	%	2,0	2,0
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 за 48 ч. твердения при температуре 0±5 °С, не менее	МПа	2,7	0,7
Модуль упругости тампонажного камня при температуре 0±5 °С, не менее	МПа	1000	1000
Усадка тампонажного камня	%	0	0
Морозостойкость тампонажного камня		Сохранение прочности	

Д.С. Герасимова, В.Г. Кузнецова, показано влияние качества сцепления цементного камня с обсадными трубами на напряженно-деформированное состояние крепи скважин при внешней локальной, осесимметричной нагрузке. В случае отсутствия или частичного нарушения контакта происходит смещение смежных поверхностей, что приводит к снижению прочности крепи.

Приведены методы и методики исследований. Исследования физико-механических свойств тампонажных материалов предназначенных для условий МГП осуществлялось с применением стандартных, физико-химических и специальных методов. Стандартные исследования включали определение плотности тампонажных растворов, сроков схватывания, растекаемости, прочностных показателей тампонажного камня и водоотделения. В группу специальных методов исследований входило изучение объемных изменений твердеющего тампонажного раствора и камня, определение упругих характеристик тампонажного камня, коэффициента морозостойкости.

Обработка результатов проводилась на РС с помощью статистической программы «Statistica» v. 6.0 и Microsoft Excel.

Третий раздел работы посвящен теоретическим и экспериментальным исследованиям по разработке облегченного расширяющегося тампонажного раствора для цементирования скважин в условиях низких положительных и отрицательных температур.

Совместно с сотрудниками бурового предприятия «Тюменбургаз» ДООО «Бургаз» и кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Тюменского государственного нефтегазового университета разработан облегченный расширяющийся тампонажный раствор. Дано научное обоснование его состава.

Базовым материалом выбран портландцемент ПЦТ-1-50 ГОСТ 1581 – 96.

Анализ облегчающих добавок, применяемых для понижения плотности тампонажных растворов, позволили рекомендовать для этих целей мелкодисперсные алюмосиликатные полые микросферы (АСПМ), которые являются продуктом сгорания топлива в ТЭЦ или других производств. Минералогический состав представлен преимущественно SiO_2 – 54,4 %; Al_2O_3 – 25,1 %. Влажность находится в пределах (3–8) %. Прочность на разрушение при гидростатическом сжатии до 30 МПа. Алюмосиликатные полые микросферы получают из водной суспензии золы тепловой электростанции. Их производство на предприятиях Уральского региона достигает 2000 тонн в год.

В настоящее время для цементирования скважин на месторождениях Крайнего Севера, разбуриваемых предприятиям «Тюменбургаз», широко применяются тампонажные растворы с добавками мелкодисперсных алюмосиликатных полых микросфер (АСПМ) в количестве 12–15 % (от массы цемента) при $V/T = 0,6–0,7$ и стеклянных высокопрочных газонаполненных микросфер (ВМС) в количестве 8–9 % при $V/T=0,65–0,75$. Плотность получаемого раствора может быть понижена до 1400 кг/м^3 , при этом прочность тампонажного камня превышает требования ГОСТ 1581 – 96. Известно, что увеличение водосодержания приводит к понижению седиментационной устойчивости, снижению прочностных свойств формирующегося цементного камня, повышению сроков схватывания. Однако в отличие от других применяемых облегчающих добавок АСПМ является высокодисперсным веществом. В результате этого микросферы способны связывать большее количество молекул воды затворения, что приводит к повышению седиментационной устойчивости тампонажного раствора. Кроме этого они являются центрами кристаллизации в тампонажном растворе, уменьшающие энергетический барьер для осуществления протекания реакций гидратации. Наличие силикатной и алюминатной фаз в АСПМ способствует их участию в формировании структуры цементного камня при пониженных положительных и отрицательных температурах. В результате формируется малопроницаемый цементный камень повышенной прочности.

Важную роль для обеспечения необходимой прочности крепи скважин в криолитозоне оказывает герметичность контакта цемента с обсадными трубами. Для предотвращения усадочных деформаций рекомендовано вводить расширяющую добавку.

Вопросами, связанные с изучением объемных изменений твердеющих растворов при разобщении пластов в скважинах посвящены работы Данюшевского В.С., Каримова Н.Х., Овчинникова В.П., Кузнецова Ю.С., Клюсова А.А. и других исследователей, в которых рекомендуется для

тампонажных растворов применять расширяющие добавки на оксидной основе. Эти добавки создают кристаллизационное давление в результате кристаллизации труднорастворимых гидроксидов при гидратации. Простая бимолекулярная реакция гидратации оксидов легко управляема, что позволяет регулировать ее скорость, останавливая на нужной стадии твердения. Необходимо, чтобы основная часть расширения происходила после продавливания тампонажного раствора в заколонное пространство скважин.

Проведенный анализ свойств известных расширяющих добавок к цементам показал, что для низкотемпературных скважин значительно больше подходят добавки на оксидной основе (CaO и MgO). Ввод их в основном осуществляется при получении клинкера. Процессы расширения за счет введения оксида кальция заканчивается через 8 – 10 часов твердения, за счет оксида магния – от 10 до 48 часов. В зависимости от качества сырья, условий обжига и хранения негашеная известь может содержать различное количество активного CaO .

На основании проведенного анализа решено в качестве расширяющей добавки вводить в облегченный тампонажный раствор негашеную известь - оксид кальция (CaO). Промышленная негашеная известь не дефицитна, представляет собой в основном мягкообожженный оксид кальция. Действие расширяющей добавки при твердении тампонажного материала основывается на химическом взаимодействии активного оксида кальция с жидкостью затворения с образованием гидроксида кальция, имеющего больший по сравнению с исходными соединениями объем. Добавка алюмосиликатных микросфер связывает часть $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Данный процесс протекает на ранних стадиях твердения и поэтому он способствует расширению твердеющей системы без деструктивных изменений формирующегося тампонажного камня.

Для сокращения сроков схватывания и твердения тампонажный раствор затворяется на 4 % водном растворе хлористого кальция, который широко используется при цементировании низкотемпературных скважин.

Разработка и оптимизация состава облегченного тампонажного раствора проводилась в два этапа.

На первом этапе исследовано влияние добавок оксида кальция (2,5; 5,0 и 7,5 %) и хлорида кальция (2,0 и 4,0 %) на основные физико–механических параметры тампонажного раствора нормальной плотности (плотность, растекаемость, сроки схватывания раствора, прочность и объемные изменения тампонажного камня) при температуре 20 °С. В результате установлено, что добавки СаО от 2,5 до 7,5 % незначительно влияют на сроки схватывания и прочность цемента, расширение тампонажного камня после трех суток твердения не превышает 0,19 %. Наилучшие результаты получены при добавлении к тампонажному раствору 4 % хлорида кальция.

На втором этапе исследований определено влияние количества вводимых микросфер (10-15 %) и оксида кальция (8-15 %) на плотность, сроки схватывания тампонажного раствора, прочность и расширение формирующегося из него тампонажного камня. Результаты исследований приведены в таблице 2.

Анализ полученных результатов свидетельствует, что тампонажный раствор при граничных значениях микросфер от 10 до 15 %, СаО от 8,0 до 15 %, водотвердом отношении 0,6-0,7 имеет плотность 1550-1400 кг/м³ и характеризуется значительным расширением формирующегося из него камня.

При этом установлено, что с увеличением добавки извести расширение цементного камня интенсивно возрастает в течение первых трех суток и стабилизируется к седьмым суткам твердения. В этом возрасте цементный камень имеет расширение от 0,15 до 0,35 % при температуре твердения 20 °С и от 0,10 до 0,19 % при температуре твердения минус 2 °С (рисунок 1)..

Особенно значительное расширение цементного камня наблюдается при добавках извести в количестве (8-20) % от массы вяжущего. Однако при увеличении содержания в тампонажном растворе извести более 15 % снижается прочность камня на изгиб, а при ее содержании менее 8 %

Таблица 2 - Оптимальные составы облегченного тампонажного раствора

№	Состав тампонажного раствора				Свойства тампонажного раствора и камня								
					Плотность кг/м ³	Растекательность, м	Сроки схватывания, час-мин		Прочность цементного камня, МПа через			Расширение цементного камня, % через	
	ПЦТ, %	АСПМ, %	СаО, %	4% водный раствор CaCl ₂			начало	конец	2 сут	7 сут	14 сут	3 сут	7 сут

При температуре 20 °С

1	82	10	8	0,6	1540	0,22	4-15	5-50	3,2	4,4	4,8	0,20	0,25	0,25
2	76	10	15	0,6	1500	0,21	3-35	4-40	2,6	3,9	4,4	0,26	0,35	0,35
3	77	15	8	0,7	1420	0,23	4-05	5-50	2,4	3,2	3,8	0,18	0,25	0,25
4	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 -2 °С

1	82	10	8	0,6	1540	0,22	5-45	7-10	1,3	2,8	3,2	0,11	0,14	0,14
2	76	10	15	0,6	1500	0,21	6-30	7-20	1,6	2,5	3,0	0,14	0,16	0,16
3	77	15	8	0,7	1420	0,23	6-15	7-40	1,3	2,1	2,5	0,11	0,14	0,14
4	71	15	15	0,7	1410	0,23	6-40	7-45	1,2	2,2	2,8	0,13	0,15	0,16

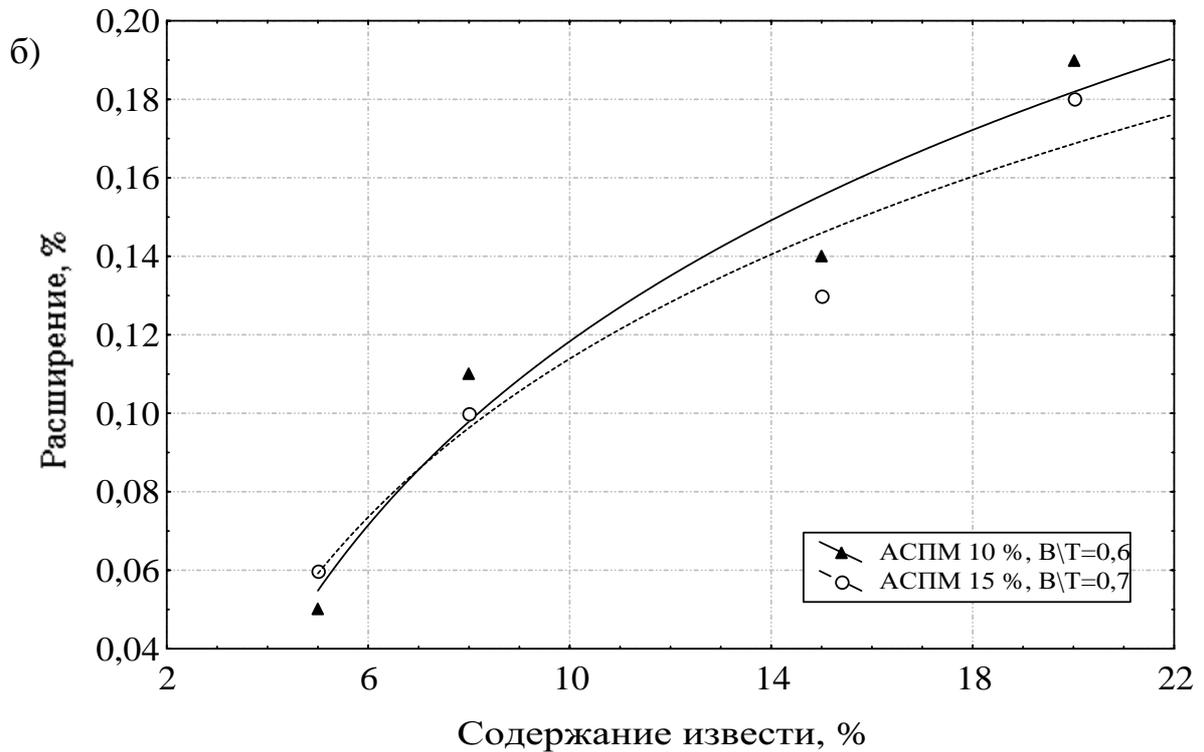
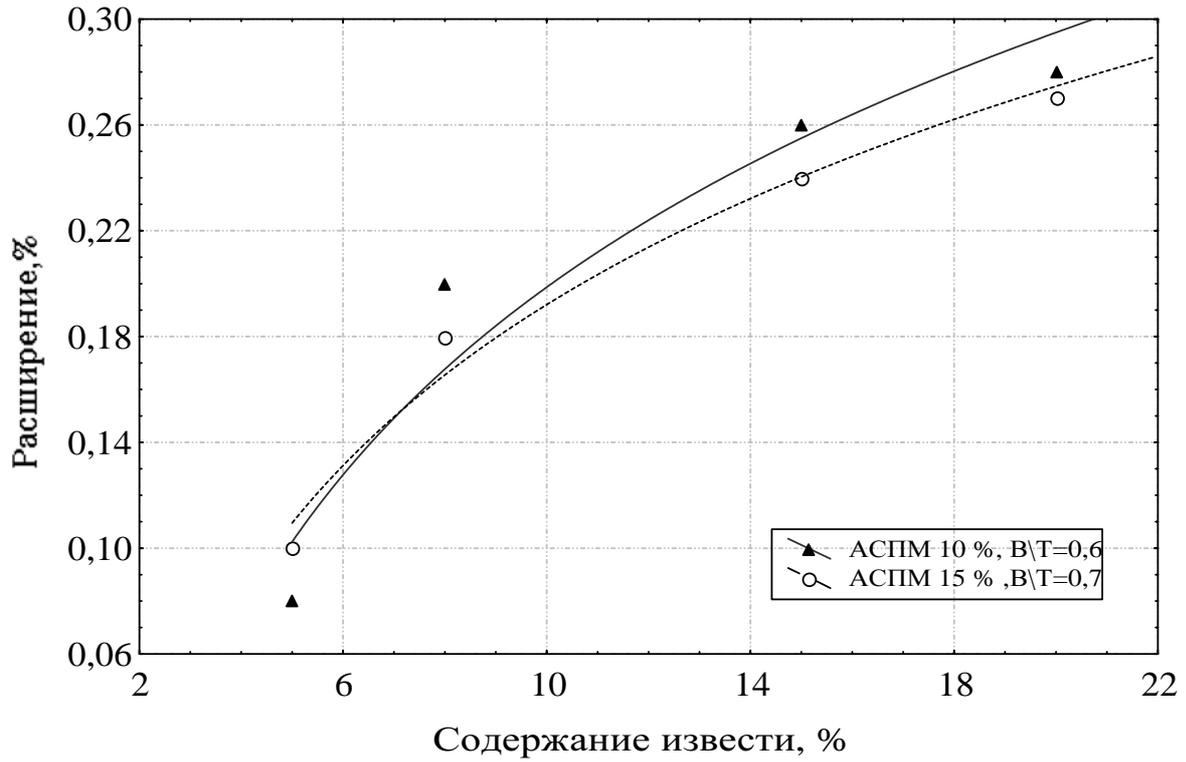


Рисунок 1 – Влияние добавки извести на расширение тампонажного камня после 3-х суток твердения при температурах:
а) 20 °С; б)– 2 °С

уменьшается эффект расширения тампонажного камня. Температура твердения оказывает значительное влияние на сроки схватывания, прочность и величину расширения тампонажного камня. Установлено, что величина водосодержания не оказывает существенного влияния на расширение формируемого из него камня.

В таблице 3 приведены эмпирические зависимости основных параметров облегченного тампонажного раствора.

Таблица 3- Эмпирические зависимости

Параметр	Уравнения регрессии	Коэффициент корреляции
Плотность ρ , кг/м ³	$\rho = 1771 - 21MC - 3,57 И$	0,99
Начало схватывания T , с	при температуре 20 °С: $T = 14325 + 150 MC - 150 И$	0,98
	при температуре – 2 °С: $T = 16200 + 240 MC + 300 И$	0,97
Конец схватывания T , с	при температуре 20 °С: $T = 24150 - 60 MC - 300 И$	0,98
	при температуре – 2 °С: $T = 22061 + 330 MC + 64,28 И$	0,98
Прочность при изгибе через 2 суток твердения $\sigma_{и}$, МПа	при температуре 20 °С: $\sigma_{и} = 5,49 - 0,16 MC - 0,086 И$	0,99
	при температуре – 2 °С: $\sigma_{и} = 1,68 - 0,04 MC + 0,014 И$	0,99
Объемная деформация камня через 3 суток твердения V , %	при температура 20 °С: $V = 0,171 - 0,004 MC + 0,0086 И$	0,97
	при температуре – 2 °С: $V = 0,094 - 0,001MC + 0,0036 MC$	0,97
Примечание: MC- добавка микросфер АСПМ, %; добавка И- извести, %.		

Проведены исследования изменения во времени (14 суток) модуля упругости камня, формирующегося из предлагаемого облегченного тампонажного раствора при температурах 20 °С и минус 2 °С. Показано, что исследуемый параметр изменяется по логарифмической зависимости (рисунок 2). Минимальное значение исследуемой величины в области граничных условий составляет 8000 МПа, что удовлетворяет требованиям к тампонажным материалам для низкотемпературных скважин.

Дополнительно были проведены испытания, формирующегося облегченного АСПМ тампонажного камня, на морозостойкость. Установлено, что исследуемые образцы тампонажного камня являются морозостойкими (рисунок 3).

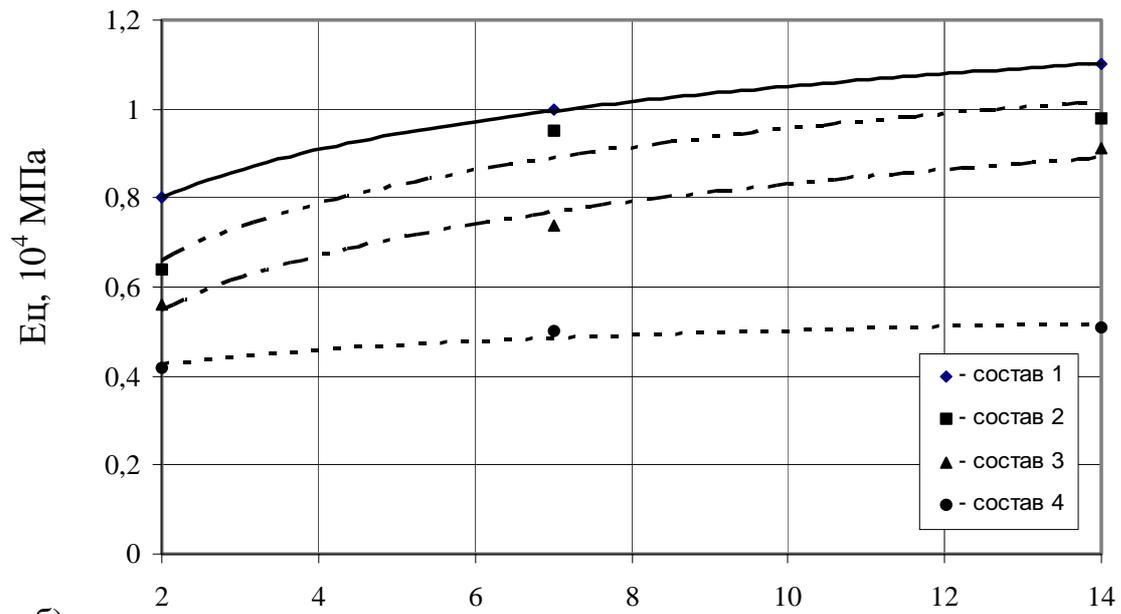
Оптимизация состава тампонажной смеси проводилась по двухфакторному плану типа 2². Входными параметрами являлись добавки оксида кальция и микросфер. В качестве выходной функции принят обобщенный параметр оптимизации. Частные параметры оптимизации оценивались по шкале Харрингтона. Обоснование оптимального количественного сочетания компонентов тампонажной смеси осуществлялось по методу Бокса-Уилсона.

В результате предлагается следующий состав облегченного тампонажного расширяющегося цемента, % :

портландцемент (70- 80) %; микросферы (11-15) %; СаО (12-15) %; В\Т 0,6-0,7 (4 % раствор СаCl₂).

В **четвертом разделе** обоснованы рекомендации по повышению надежности крепи скважин в криолитозоне. Приведены результаты внедрения предлагаемого облегченного расширяющегося тампонажного раствора в филиале «Тюменбургас» ДООО «Бургаз» ОАО «Газпром» при цементировании обсадных колонн в интервале залегания мерзлых горных пород. Показано, что доля интервалов сцепления цементного камня с обсадными трубами в интервале МГП возросла на 22 – 45 % по сравнению со скважинами,

а)



б)

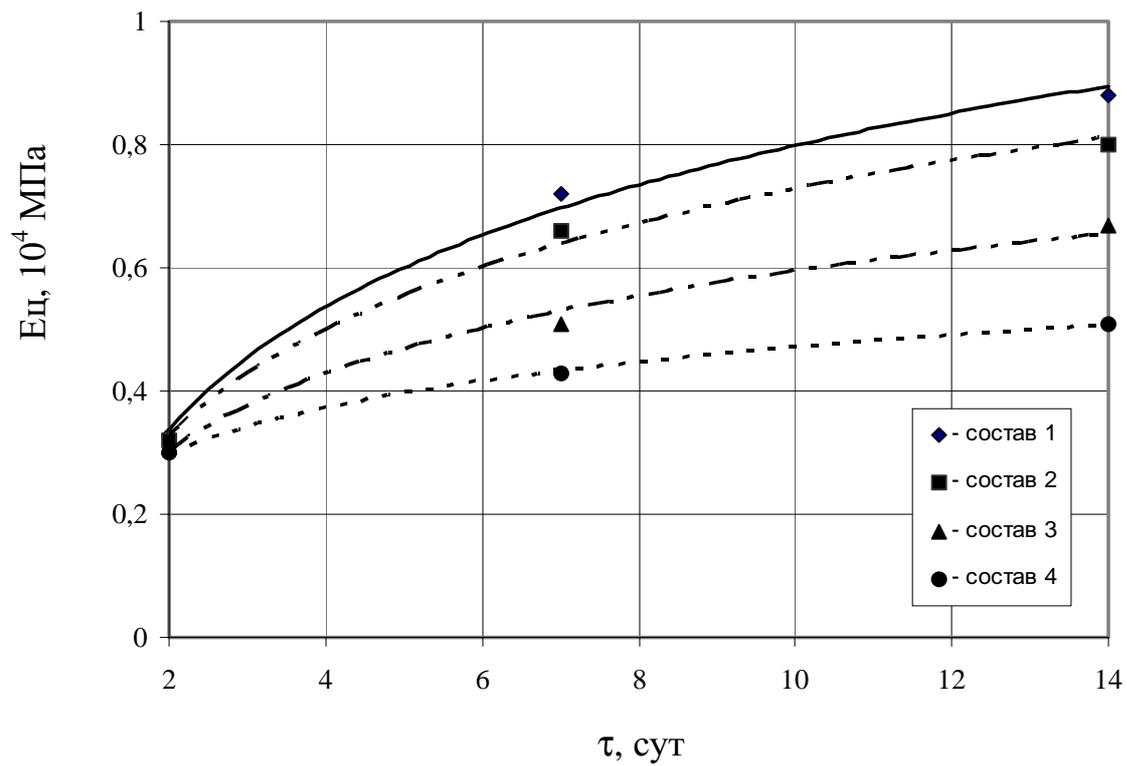


Рисунок 2 – Изменение во времени модуля упругости тампонажного камня:

а – температура испытания 20 °С;

б – температура испытания – 2 °С.

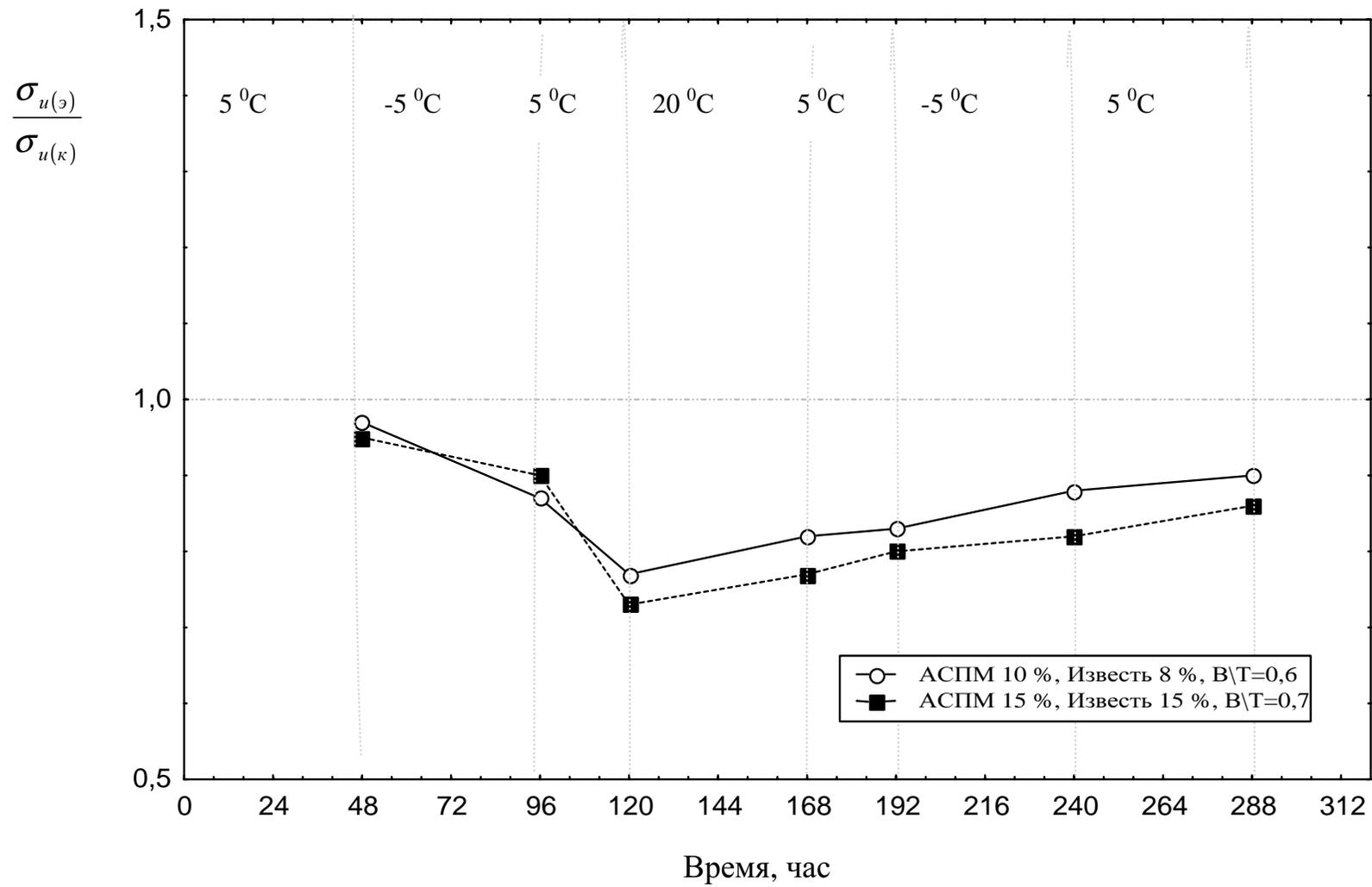


Рисунок 3– Морозостойкость облегченного АСПМ тампонажного камня с добавками извести

зацементированными обычным портландцементом. Смятие обсадных колонн не зарегистрировано.

ОСНОВАННЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Анализом промышленного материала установлено, что одним из наиболее распространенных и тяжелых по последствиям осложнений в скважинах Крайнего Севера является смятие обсадных колонн в криолитозоне.

2. Научно-обоснованы требования к прочностным свойствам цементного камня, для крепления скважин в криолитозоне. Рекомендуется применять быстротвердеющие тампонажные материалы, обладающие повышенной седиментационной устойчивостью, водо- и морозоустойчивые, с модулем упругости формирующегося камня не менее 1000 МПа.

3. Разработана и оптимизирована рецептура расширяющегося облегченного тампонажного раствора для низкотемпературных скважин. В качестве облегчающей добавки предлагаются полые алюмосиликатные микросферы (АСПМ) от 11 до 15 %. Водосодержание 0,6-0,7, расширяющая добавка – СаО (12-15) %, ускоритель схватывания - 4 % раствор СаСl₂.

4. Исследованы физико-механические свойства облегченного расширяющегося тампонажного раствора в условиях низких положительных и отрицательных температур.

5. Основные выводы и рекомендации внедрены в филиале «Тюменбургаз» ДООО «Бургаз» ОАО «Газпром» при цементировании обсадных колонн скважин в интервале залегания мерзлых горных пород.

Основное содержание диссертационной работы опубликовано в следующих работах:

1. Газгиреев Ю.О. Практика цементирования скважин на Уренгойском месторождении. «Повышение эффективности работы нефтедобывающего комплекса Ямала путем применения прогрессивных технологий и совершенствования транспортного обслуживания». Материалы конф. г. Салехард, 2002. С 151-154.

2. Кузнецов В.Г., Газгиреев Ю.О. Компьютерное проектирование конструкций скважин// Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе. Тр. междунар. науч. техн. конф., посвященной 40-летию ТюмГНГУ. – Тюмень, 2003. С. 115-116.

3. Газгиреев Ю.О., Овчинников В.П., Кузнецов В.Г. Анализ качества крепления скважин месторождений Уренгойской группы// – Тюмень, 2004. С. 51.

4. Овчинников В.П., Кузнецов В.Г., Газгиреев Ю.О. Анализ свойств тампонажных материалов для цементирования скважин в криолитозоне группы //..... Тез. региональной науч. техн. конф. – Тюмень, 2004. С. 44.

5. Кузнецов В.Г., Газгиреев Ю.О., Талалаев А.А. Разработка и оптимизация состава облегченной тампонажной смеси для цементирования обсадных колонн в интервале ММП// Тез. региональной науч. практич. конф. – Тюмень, 2004. С. 27.

6. 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 .

7. Двойников М.Н., Овчинников В.П., Будько А., Газгиреев Ю.О. Цементирование скважин на Ваньеганском месторождении// Бурение и нефть. – 2004.- № 5. – С. 18-20.

Соискатель

Ю.О. Газгиреев