

На правах рукописи

Зими́на Дарья́ Андреевна



**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА
МИКРОСИЛИКАТНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СИСТЕМ
ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В КРИОЛИТОЗОНЕ**

*Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения
скважин*

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Санкт-Петербург – 2020

Диссертация выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет»

Научный руководитель:

доктор технических наук, доцент

Двойников Михаил Владимирович

Официальные оппоненты:

Кузнецов Юрий Степанович

доктор технических наук, профессор, Филиал Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института машиноведения им. А.А. Благонравова Российской академии наук «Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН», заместитель директора по научной работе;

Аксенова Наталья Александровна

кандидат технических наук, доцент, филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Тюменский индустриальный университет» в городе Нижневартовске (ТИУ), директор филиала ТИУ в г. Нижневартовске.

Ведущая организация – Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет»

Защита диссертации состоится 25 сентября 2020 г. в 10:00 на заседании диссертационного совета ГУ 212.224.02 Горного университета по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия, д.2, ауд. № 1163.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Горного университета и на сайте www.spmi.ru.

Автореферат разослан 24 июля 2020 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



БЛИНОВ
Павел Александрович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Арктика и северная часть Западной Сибири является стратегически значимой и уникальной территорией, на которой сосредоточены значительные запасы углеводородного сырья, в том числе, порядка 30 % от мировых неразведанных запасов природного газа и 13 % от запасов нефти. Однако строительство скважин затруднено отсутствием частичной или полной инфраструктуры, а также осложнениями, возникающими в процессе их бурения и эксплуатации. Следует отметить, что при эксплуатации скважин в условиях низких и отрицательных температур возникают межколонные перетоки и миграция углеводородов, обусловленные растеплением мерзлых пород (МП) и низким качеством тампонажных составов, а также несоответствием технологии крепления обсадных колонн.

В интервалах распространения МП, выше 72-й параллели северной широты, распределение температуры может составлять от минус 10 до 0 °С. Например, на Бованенковском и Харасавэйском газовом и газоконденсатном месторождениях температура на устье может достигать минус 5 °С, а на глубине 550 м – 0÷1 °С. Данные условия значительно влияют на качество цементирования скважин. Известно, что качество крепления обсадных колонн во многом зависит от применяемых составов тампонажных растворов, технологий цементирования, а также от условий формирования тампонажного камня.

Необходимо отметить, что после продавки цементного раствора в затрубное пространство, в интервале мерзлых горных пород происходит процесс формирования камня с выделением тепла. В зависимости от состава раствора температура может составлять от 25 до 50 °С. В то же время со стороны внутренней части обсадной колонны на цемент действует температура продавочной жидкости, которая в среднем варьируется от 15 до 25 °С. Данные условия формирования цементного камня, с учетом воздействия тепловых полей по интервалу распределения МП от минус 5 до плюс 40 °С, обуславливают неконтролируемую гидратацию тампонажной смеси с неравномерным образованием открытой и закрытой пористости в цементном камне, приводящей к увеличению газопроницаемости цементного камня и снижению его физико-механических свойств.

Согласно теории твердения цементов, для обеспечения высокой прочности тампонажного камня необходимо создание низкоосновных гидросиликатов кальция, что обеспечивается дополнительным вводом в твердеющий раствор добавок в виде микросиликатов. Ранее эта проблема решалась добавлением в состав раствора песка, что приводило к высокой седиментационной неустойчивости раствора.

Разработка и применение новых тонкодисперсных микросиликатных составов тампонажных растворов для крепления скважин в интервалах низких и отрицательных температур, с учетом теплообменных процессов между мёрзлыми породами, цементным и буровым растворами позволит обеспечить повышение эффективности изоляции МП.

Степень разработанности темы исследования

Крепление скважин в мерзлых породах обуславливает применение специальных технологий, а также материалов с учетом их теплофизических свойств. Вопросы, связанные с креплением скважин в криолитозоне, рассматривались в разное время в работах Алиева Р.М., Баулина В.В., Булатова А.И., Гасумова Р.А., Горского А.Т., Грязнова Г.С., Данюшевского В.С., Кузнецова В.Г., Кузнецова Ю.С., Медведского Р.И., Николаева Н.И., Овчинникова П.В., Овчинникова В.П., Орешкина Д.В., Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В., Шарафутдинова З.З., а также в работах зарубежных специалистов: Collett T.S., Cunningham W.C., Goodman M.A., Harris S.A., Maier L.F., Perkins T.K.

Качественное крепление скважин в условиях МП обеспечивается разработкой высокопрочных, быстросхватывающихся, безусадочных тампонажных составов с низкими показателями пористости, газопроницаемости и теплопроводности и повышенными адгезионными характеристиками. Проанализировано, что добавка микросиликатов к тампонажному раствору способствует ускорению реакции гидратации и снижению пористости цементного камня. Такие тонкомолотые добавки активно участвуют в процессе структурообразования цементного камня, уплотняя его, повышая тем самым его прочность. Исследованиями структуры и свойств цементного камня и бетона с добавками микрокремнезема занимались Балабанов В.Б., Бутакова М.Д., Детков В.П., Крамар Л.Я.,

Немчинова Н.В., Потапов В.В., Пуденко К.Н., Трофимов Б.Я., Ashok M., Holland T., Mann D.A., Pang X., Srivastava V., Quercia G. B.

Однако в их работах не рассматривался вопрос использования микрокремнезема (отхода производства металлургического кремния) в качестве добавки к тампонажной смеси и формирования структуры цементного камня в скважине в зависимости от различного процентного поинтервального содержания добавок, введенных в состав раствора (микросиликатов) с учетом влияния тепловых полей обсадной колонны и со стороны МП.

Цель работы - повышение качества цементирования скважин микросиликатными тампонажными системами (МТС) в криолитозоне.

Идея работы заключается в разработке составов тампонажных растворов с добавлением микросиликатов, обеспечивающих формирование цементного камня в скважине с учетом распределения тепловых полей в криолитозоне.

Задачи исследования:

1. Анализ и научное обоснование необходимости и целесообразности повышения качества крепления скважин в криолитозоне микросиликатными тампонажными системами.

2. Экспериментальные исследования структурно-реологических и физико-механических свойств цементного раствора - камня с добавлением микрокремнезема в условиях низких и отрицательных температур.

3. Разработка составов МТС для крепления обсадных колонн в условиях МП.

4. Разработка математических моделей, позволяющих оценить влияние процентного содержания микросиликатов в составе тампонажной системы, с учетом воздействия тепловых полей в скважине, на распределение пористости и проницаемости цементного камня и его физико-механические свойства.

5. Разработка математических моделей, позволяющих определить теплообмен в скважине и растепление массива МП в зависимости от температурного режима скважины и содержания в составе тампонажного раствора микросиликатов.

Научная новизна работы:

1. Установлены закономерности распределения пористости в структуре цементного камня в зависимости от различного

процентного содержания микросиликатов в составе тампонажного раствора с учетом неравномерного поинтервального распределения тепловых полей в скважине при цементировании в условиях МП.

2. Разработаны математические модели, позволяющие оценить влияние процентного содержания микросиликатов в составе тампонажной системы на физико-механические свойства цементного камня с учетом воздействия тепловых полей в скважине.

Теоретическая и практическая значимость работы:

Теоретически обоснована возможность изменения важнейших структурно-реологических и физико-механических свойств микросиликатных тампонажных систем в зависимости от действия температуры внутри скважины и со стороны МП на формирование цементного камня.

Разработанные в диссертационном исследовании микросиликатные тампонажные составы и технология их использования приняты к применению ООО «НПК «Спецбурматериалы» для крепления скважин, находящихся в условиях мерзлых пород, на заседании научно-технического совета от 20.04.2020 г.

Разработанная методика исследования свойств тампонажных растворов для крепления скважин в условиях распространения МП с учетом теплообменных процессов используется для проведения лабораторных занятий при обучении бакалавров по направлению подготовки «Нефтегазовое дело» в Горном университете.

Методология и методы исследования. В работе использовались стандартные методы исследования, включающие в себя планирование эксперимента, методы математической статистики, корреляционно-дисперсионный анализ результатов исследований, а также компьютерный комплекс COMSOL Multiphysics.

Положения, выносимые на защиту:

1. Составы микросиликатных тампонажных растворов, содержащие портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50 (84÷89 %), микросиликаты (5÷10 %), с добавками оксида кальция (6 %), хлорида кальция (4 %), пластификатора поли-N-винилпирролидона (0,4÷0,6 %), обеспечивающие увеличение прочностных характеристик цементного камня (на 35÷40 %) и снижение его проницаемости с 4,0 до 2,5 мД в условиях низких и отрицательных температур (до минус 6 °С).

2. Математические модели, описывающие процесс создания равнопрочного непроницаемого цементного камня с равномерным распределением пористости в его структуре. Этот процесс обеспечивается регулированием процентного содержания микросиликатов от 5 до 10 % в составе тампонажного раствора и его поинтервальным расположением в зоне МП, в зависимости от воздействия тепловых полей в скважине от минус 5 до 0 °С со стороны мерзлых горных пород.

Степень достоверности результатов исследования подтверждается проведением экспериментальных исследований по соответствующим зарубежным и отечественным стандартам на современном и сертифицированном оборудовании, достаточной сходимостью результатов исследований, а также апробацией полученных результатов на всероссийских и международных конференциях, симпозиумах и конгрессе.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертации докладывались и обсуждались на 57th Student scientific session (г. Краков, 2016); Всероссийской конференции-конкурсе студентов выпускного конкурса (г. Санкт-Петербург, 2017); XXI Международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (г. Томск, 2017); Международной научно-практической конференции «Новая наука: опыт, традиции, инновации» (г. Стерлитамак, 2017); XVIII Международной молодежной научной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2017» (г. Ухта, 2017); 71-ой международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2017» (г. Москва, 2017); 68th Berg-und Huttenmannischer Tag (г. Фрайберг, 2017); II и III Международной научно-практической конференции «Бурение скважин в осложненных условиях» (г. Санкт-Петербург, 2017, 2018); Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, 2017); XXII Международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (г. Томск, 2018); Российской нефтегазовой технической конференции (г. Москва, 2018); XIII Международном научно-техническом конгрессе «Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс» (г. Тюмень, 2019); International scientific and practical

conference «Technologies of hydrocarbon field development» (г. Санкт-Петербург, 2019); 62nd International Scientific Conference (г. София, 2019); Международной научно-практической конференции «Экологически безопасные буровые и технологические жидкости – основа устойчивого развития ТЭК» (г. Санкт-Петербург, 2019).

Личный вклад. Проанализировано современное состояние науки в области цементирования скважин в условиях МП, а также рассмотрены применяемые реагенты, и их влияние на свойства тампонажного раствора и цементного камня. Научно обоснованы и разработаны составы МТС с повышенными прочностными характеристиками для крепления скважин в МП. Разработаны математические модели, позволяющие оценить влияние процентного содержания микросиликатов в составе тампонажной системы на его физико-механические свойства с учетом воздействия тепловых полей в скважине. Проведен вычислительный эксперимент по определению теплообмена в скважине и растепления массива МП, в зависимости от температурного режима скважины и содержания в составе тампонажного раствора микросиликатов.

Публикации. Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 19-ти печатных работах, в том числе в 4 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, в 2 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено решение о выдаче патента «Тампонажный раствор» авторов Зиминой Д.А., Двойникова М.В. от 13.04.2020 (заявка на изобретение №2019138294 от 16.11.2019).

Структура и объем диссертационной работы. Диссертационная работа включает в себя введение, четыре главы с выводами по каждой из них, заключение, список литературы из 133 наименований и 1 приложение. Материал диссертации изложен на 121 странице, содержит 18 таблиц, 48 рисунков.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении представлена общая характеристика работы; обосновывается ее актуальность; определяются цель, идея и задачи

исследования; излагаются научная новизна, практическая значимость работы, научные положения, выносимые на защиту.

В первой главе приводится краткая геокриологическая характеристика нефтегазовых месторождений Крайнего Севера. Проведен анализ современного состояния вопроса крепления скважин в МП. Показано, что наличие в геологическом разрезе мерзлых пород приводит к возникновению осложнений и, как следствие, низкому качеству крепи скважин. Основные осложнения, возникающие при креплении скважин в условиях криолитозоны, могут быть связаны с растеплением МП, обратным промерзанием массива МП и смятием обсадных колонн, недоподъемом цементного раствора до заданной высоты, негерметичности крепи. Традиционные технологии и материалы для крепления обсадных колонн в условиях МП не всегда обеспечивают создание надежной и долговечной крепи в затрубном пространстве скважины.

В результате проведенного анализа обоснована необходимость разработки составов МТС для повышения качества крепления скважин в криолитозоне, а также установления зависимости формирования структуры цементного камня от различного процентного содержания поинтервально применяемых добавок, с учетом влияния тепловых полей, действующих со стороны МП и обсадной колонны. Сформулированы задачи исследований.

Во второй главе изложены существующие методы экспериментальных исследований составов тампонажных систем, обеспечивающих достаточную прокачиваемость, нулевое их водоотделение, высокую адгезию цементного камня, повышение его прочностных характеристик, снижение проницаемости и пористости для крепления скважин в условиях МП. Испытания тампонажных цементов проводились в соответствии с ГОСТ 1581-96, ГОСТ 26798-96 и зарубежными стандартами API Recommended Practice 10B-2.

Разработана методика исследования физико-механических свойств цементного камня в зависимости от влияния тепловых полей на тампонажный состав в процессе твердения. Методика определения влияния тепловых полей на формирование цементного камня осуществляется следующим образом. В качестве источника воздействия отрицательных температур на цементный раствор используется термокамера с регулятором температуры от плюс 20 до минус 70 °С.

Для формирования образцов цементных балочек применяются стандартные ячейки. Формы герметично закрываются и помещаются в термокамеру. С наружной стороны герметичной формы устанавливается нагревательный элемент, позволяющий моделировать температуру, соответствующую температуре внутрискважинной продажной жидкости в обсадной колонне. В результате одна часть формы подвергается воздействию отрицательных температур, а другая - положительных.

Представлена методика проведения вычислительного эксперимента для оценки теплообмена скважины с окружающими мерзлыми породами.

Определены методы планирования экспериментальных исследований и обработки результатов. Матрица планирования экспериментов построена с учетом влияния комбинаций реагентов (x_1 – микрокремнезем, x_2 - пластификатор, x_3 - ускоритель схватывания и x_4 - расширяющая добавка) на любую функцию отклика тампонажного раствора-камня.

В качестве базовых рецептур использовались составы с тампонажным поргланцементом ПЦТ-I-50, с добавлением 6 % оксида кальция, 4 % хлорида кальция, 0,4÷0,6 пластификатора, микрокремнеземной добавки (5÷10 %), воды при В/Ц=0,5.

В третьей главе представлены результаты экспериментальных исследований по разработке МТС, предназначенных для крепления скважин в МП.

В соответствии с требованиями, предъявляемыми к тампонажному раствору-каменю, который используется для строительства скважин в криолитозоне, и в результате проведенных исследований, разработаны рецептуры тампонажных растворов для крепления скважин в мерзлых породах.

Оценивается влияние введения микрокремнеземов в состав тампонажного раствора на свойства цементного камня. На рисунке 1 представлены результаты исследований прочностных характеристик цементного камня после 2 суток твердения при нормальной и отрицательной температурах.

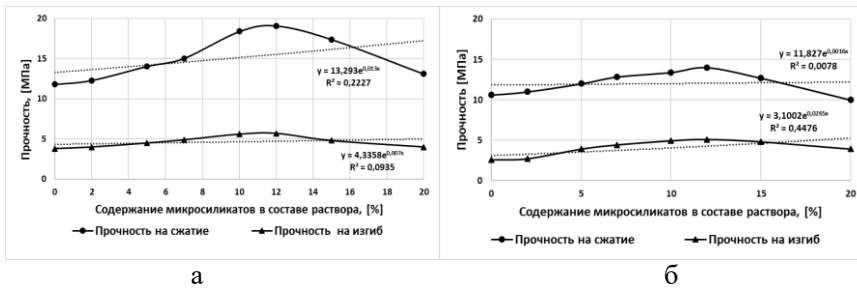


Рисунок 1 – Влияние микросиликатов на прочностные показатели цементного камня при нормальной (а) и низкой (б) температурах

Из рисунка 1 следует, что введение микросиликатов в состав раствора увеличивает показатели прочности на сжатие и изгиб цементного камня. В случае добавления микросиликатов более чем на 15 %, по массе цемента, наблюдается растрескивание образцов, а введение менее чем 5 % нецелесообразно, ввиду незначительного увеличения прочности. Для дальнейших исследований значение микросиликатов принималось порядка 5÷15 %.

Проведенные эксперименты по влиянию расширяющейся добавки, а именно оксида кальция (CaO) и оксида магния (MgO), на структурно-механические свойства цементного камня, показали, что добавление CaO в состав смеси не только компенсирует контракцию цементного камня, но и помогает создать более плотный его контакт со стенкой скважины и обсадными колоннами, за счет повышения напряжения в зонах контакта цементного кольца с колонной и стенкой скважины. Результаты исследования представлены на рисунке 2.

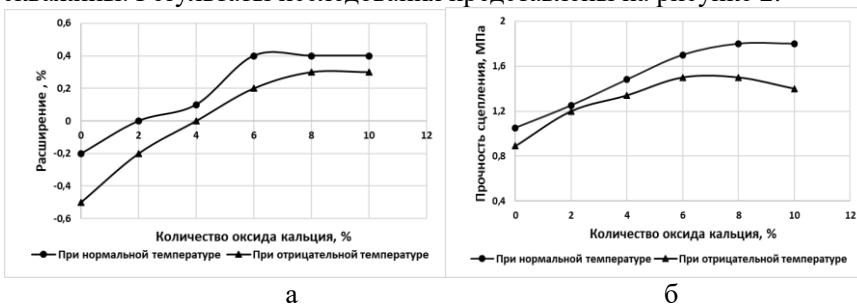


Рисунок 2 – Влияние оксида кальция на линейное расширение цементного камня (а) и его прочность сцепления (б) через 2 суток

Из проведенных экспериментов можно сделать вывод, что повышение прочности сцепления цементного камня и линейного расширения наблюдается при увеличении концентрации оксида кальция до 8 %. Увеличение содержания добавки свыше 8 % может привести к снижению консистенции раствора, вследствие ускоренного преобразования двух-кальциевого гидроалюмината в трех-кальциевый, который в свою очередь имеет меньшие прочностные характеристики. Влияние микросиликатов на исследуемые показатели является незначительным. Для последующих исследований содержание СаО принималось равным 6 % от массы вяжущего.

На основании экспериментальных исследований по выбору ускорителя сроков схватывания, представленных в 3 главе, оптимальным реагентом выбирается хлорид кальция (CaCl_2) в количестве 4 %, входящий в жидкость затворения.

Результаты проведенных исследований влияния микросиликатов на свойства тампонажного раствора-камня показали, что их добавление в состав раствора увеличивает прочностные характеристики цементного камня, не увеличивая сроки схватывания, но при этом, ввиду ультрадисперсности добавки, увеличивая плотность состава, уменьшая его водосодержание и растекаемость. Состав, содержащий свыше 5 % микросиликатов обладает низкими показателями подвижности, поэтому для обеспечения необходимой прокачиваемости тампонажного раствора и достижения оптимальных сроков его твердения при низких скважинных температурах, путем сокращения количества свободной воды в составе, необходимо добавлять реагент-пластификатор.

На основании проведенных лабораторных исследований в качестве реагента-пластификатора МТС используется полимер «Импирон» (воднополимерная система на основе аморфного линейного полимера поли-N-винилпирролидона). Для исследования свойств МТС количество пластификатора варьировалось от 0,2 до 1 %, а микросиликатов – от 5 до 15 %. При добавлении пластификатора более чем 1 % от массы вяжущего в значительной степени увеличиваются сроки схватывания.

В результате экспериментов, можно сделать вывод, что поли-N-винилпирролидон рекомендуется добавлять в цементную композицию в количестве 0,4÷0,6 % в зависимости от содержания микросиликатов (от

5 до 10 %). Такое совместное содержание пластификатора и микрокремнезема существенно не влияет на сроки схватывания цементного состава при нормальной и отрицательной температурах.

По результатам проведенных исследований по измерению прочностных характеристик МТС, при их твердении по разработанной методике, можно сделать вывод, что при воздействии теплового поля со стороны металлических пластин прочностные показатели цементного камня увеличиваются. Исследования прочности цементного камня при таких же условиях спустя 7 суток показали аналогичный результат (в среднем, увеличение прочности составило не более чем 10 % по сравнению с данными спустя 2 суток твердения).

Результаты исследования пористости образцов с содержанием в составе цементного камня микрокремнезема и без него, твердеющих в термокамере, представлены на рисунке 3, из которого видно, что существует разница в количестве пор цементного камня в зависимости от количества добавляемого диоксида кремния, что подтверждает теоретические исследования.

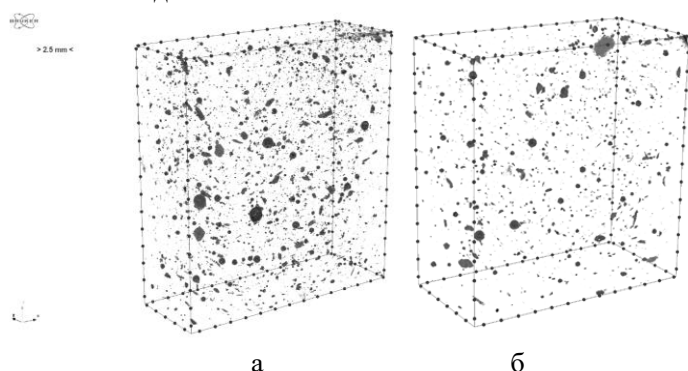


Рисунок 3 – Пористость цементного камня без добавления (а) и с добавлением (б) микрокремнезема

Оценка влияния воздействия тепловых полей на формирование открытой, закрытой и общей пористости МТС представлена на рисунке 4.

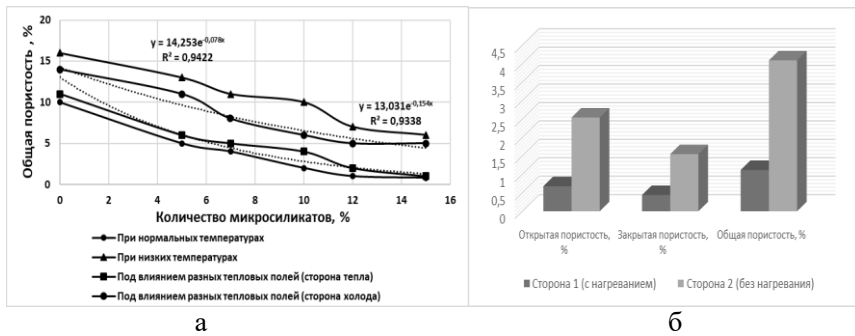


Рисунок 4 – Влияние содержания микросиликатов на пористость цементного камня с учетом воздействия тепловых полей (а), пористость МТС в зависимости от распределения температур (б)

Как видно из рисунка 4б, открытая, закрытая, а также общая пористость чаще наблюдаются в холодной области образца, то есть от мерзлых пород в скважине. Количество и размер пор снижаются в той части цементного камня, которая подвергается нагреву. При понижении температуры общая пористость тампонажного камня увеличивается, а при добавлении микросиликатов в состав раствора его пористость снижается. Влияние температуры на пористость объясняется тем, что с увеличением температуры, воздействующей на цемент, активизируются процессы гидратации карбонатной и алюминатной фаз с последующим образованием гидрокарбоалюминатов кальция, поверхность которых блокирована гелевидной массой частично прореагировавших гидросиликатов кальция, что снижает пористость.

Из установленных закономерностей распределения пористости в структуре цементного камня в зависимости от процентного содержания микросиликатов в составе тампонажного раствора с учетом воздействия тепловых полей в скважине рекомендуется подавать различные составы тампонажного раствора в затрубное пространство поинтервально на разные глубины для цементирования кондуктора. От устья и до глубины 200÷250 м (при температуре минус 5 °С) используется тампонажный состав с 10 % содержанием микросиликатов, а до глубины 550 м (при температуре 0 °С) – с 5 %. Это позволит обеспечить равномерное распределение пористости в цементном камне по интервалу МП. Это будет способствовать созданию более надежной крепи скважины, ввиду снижения проницаемости

цементного камня, что, в свою очередь, снизит вероятность возникновения межколонных давлений при креплении скважин в криолитозоне. Изменение проницаемости тампонажного камня в зависимости от количества вводимых в состав тампонажного раствора микросиликатов снижается с 4,0 до 2,5 мД при твердении камня при отрицательных температурах (рисунок 5).

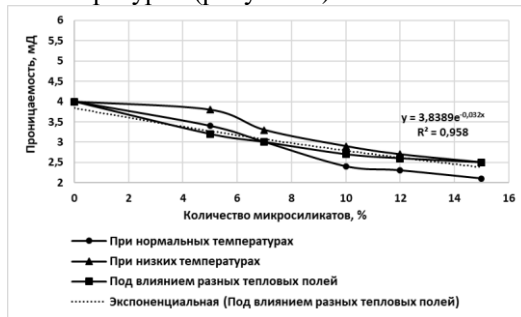


Рисунок 5 – Зависимость влияния микросиликатов на проницаемость цементного камня с учетом влияния тепловых полей

Высокая проницаемость может привести не только к заколонным перетокам, но и к ускоренной коррозии цементного камня, поэтому состав с содержанием микросиликатов от 5 до 10 % является оптимальным исходя из проведенных исследований. Отсутствие проницаемости тампонажного раствора обеспечивает сохранение теплоизолирующих свойств при кратковременном растеплении МП, а также снижает риск возникновения межколонных перетоков.

Результаты исследования коэффициента теплопроводности цементного камня, твердеющего в термокамере, с различным содержанием микросиликатов, а также без них, представлены на рисунке 6.

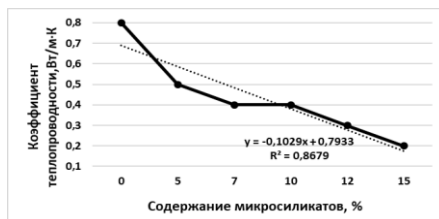


Рисунок 6 – Влияние содержания микрокремнезема на коэффициент теплопроводности цементного камня

Из рисунка 6 видно, что МТС обладают меньшей теплопроводностью, чем составы без микросиликатов и, как следствие, меньшим влиянием на растепление массива МП.

Таким образом, на основании проведенных исследований основных физико-механических и структурно-реологических свойств экспериментально обоснованы оптимальные составы МТС для цементирования скважин в условиях криолитозоны (таблицы 1 и 2).

Таблица 1 – Составы предлагаемых МТС

№ состава п/п	ПЦТ, %	Микросиликат, %	CaO, %	CaCl ₂ , %	Поли-N-винилпирролидон, %
1	89	5	6	4	0,4
2	84	10			0,6

Таблица 2 – Основные свойства тампонажного раствора и цементного камня предлагаемых составов

Свойства тампонажного раствора и цементного камня	Значение	
	Состав №1	Состав №2
Плотность, кг/м ³	1830,0	1840,0
Растекаемость, мм	220,0	210,0
Водоотделение, %	0,0	0,0
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	70,0	54,1
Расширение через 2 суток при низких температурах, %	0,3	0,3
Адгезия к стали через 2 суток при низких температурах, МПа	1,4	1,5
Прочность на сжатие под влиянием разных тепловых полей, МПа	15,8	16,5
Прочность при изгибе под влиянием разных тепловых полей, МПа	4,6	5,3
Проницаемость при низких температурах, мД	4,0	2,5
Общая пористость, % (поле холода/поле тепла)	11/6	6/4
Коэффициент теплопроводности, Вт/м·К	0,5	0,4

Разработанные математические модели позволяют определять зависимости влияния процентного содержания микросиликатов в составе тампонажной системы на физико-механические свойства цементного камня с учетом воздействия тепловых полей в скважине (таблица 3).

Таблица 3 – Математические модели, определяющие основные физико-механические свойства цементного камня

Математическая модель	x	y
$y = 11,911e^{0,0278x}$	Содержание микрокремниев в составе тампонажного раствора	Прочность цементного камня на сжатие, МПа
$y = 3,2956e^{0,0431x}$		Прочность цементного камня на изгиб, МПа
$y = 14,253e^{-0,078x}$		Пористость, %
$y = 3,9604e^{-0,034x}$		Проницаемость, мД

В четвертой главе приведены результаты вычислительного эксперимента, который позволяет определить теплообмен между массивом мерзлых пород и скважиной в зависимости от температурного режима скважины и состава тампонажной смеси. Оценивается влияние тепловых полей и микрокремниев на растепление мерзлых пород. Математическое моделирование проводится для верификации полученных экспериментальных исследований по определению физико-механических свойств цементного камня.

В результате вычислений получена математическая модель, описывающая тепловое взаимодействие мерзлых пород и скважины в зависимости от температуры и состава тампонажной смеси. Следствием конечноэлементного расчета с использованием математических моделей являются изотемпературные поверхности, температурный градиент и величина теплового потока.

На основании проведенного вычислительного эксперимента можно сделать вывод, что преимущества МТС перед бескремниевыми растворами, а именно более медленное растепление, более крутая кривая распределения температуры и меньший диаметр, подвергающийся значительному нагреву, обусловлены в первую очередь меньшими теплоемкостью и теплопроводностью таких цементов. Пониженные значения теплопроводности МТС позволяют снизить скорость растепления пород, что создает лучшие условия для рассеивания тепла вглубь массива с уменьшением риска аварийного растепления.

Наглядно представить распределение температуры по объему можно также с помощью последовательности графиков функции

температуры двух пространственных переменных, причем в них можно включить и данные о распределении температуры (рисунок 7).

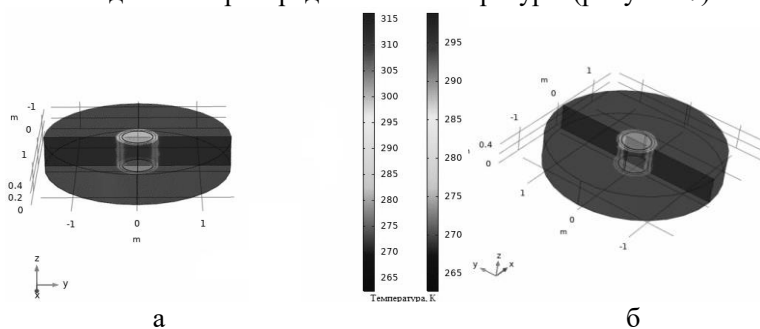


Рисунок 7 – Изотермические поверхности и срез температур при использовании бессиликатного цементного раствора (а), МТС (б)

Анализируя рисунок 7, можно утверждать, что растепление при закачке цементного раствора без содержания микросиликатов несколько больше, и температуры в целом несколько выше, чем при использовании МТС. Наиболее интенсивное тепловыделение происходит в течение первого часа, с максимумом температур в течение первых нескольких минут, после чего интенсивность теплообмена начинает ускоренно снижаться. Цементный раствор с содержанием микросиликатов в составе прекращает влиять на температуру на расстоянии 0,75 м от центра скважины, при использовании бессиликатного раствора незатронутой области на проанализированном участке диаметром 3 м не было. Анализ результатов исследований показал, что при добавлении микросиликатов до 10 % зона латерального растепления относительно оси скважины снижается на 2,25 м.

На основании полученных из проведенного вычислительного эксперимента математических моделей, определяющих теплообмен в скважине, можно сделать вывод о преимуществе МТС перед бессиликатными тампонажными составами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Научно обоснована необходимость и целесообразность повышения качества крепления скважин в криолитозоне микросиликатными тампонажными системами с различной

концентрацией микрокремнезема в составе и поинтервального их размещения с учетом распределения тепловых полей в скважине.

2. Экспериментально установлено повышение прочностных характеристик цементного камня на 35÷40% (прочность на сжатие увеличивается в среднем на 4÷5 МПа, прочность на изгиб - 1÷1,5 МПа), при этом его проницаемость снижается с 4,0 до 2,5 мД.

3. Разработаны составы МТС для крепления обсадных колонн в условиях МП, включающие портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50 (84÷89 %), микросиликаты (5÷10 %), расширяющую добавку - оксид кальция (6 %), ускоритель сроков схватывания хлорид кальция (4 %), пластификатор поли-N-винилпирролидон (0,4÷0,6 %).

4. Разработаны математические модели, позволяющие оценить влияние процентного содержания микросиликатов в составе тампонажной системы, с учетом воздействия тепловых полей от минус 5 до 0⁰С со стороны МП, на распределение пористости и проницаемости цементного камня. Установлено, что содержание микросиликатов от 5 до 10 % в составе тампонажного раствора и его поинтервальное расположение в зоне МП, в зависимости от влияния тепловых полей, обеспечивает равномерное распределение пористости в структуре цементного камня, что позволяет снизить вероятность возникновения межколонных давлений при креплении скважин в криолитозоне. Предложенные технологические решения рекомендуются для дальнейших разработок в области цементирования интервалов МП.

5. Разработаны математические модели, позволяющие определить теплообмен в скважине и растепление массива МП в зависимости от температурного режима скважины и содержания в составе тампонажного раствора микросиликатов. Установлено, что при добавлении микросиликатов до 10 % зона латерального растепления относительно оси скважины снижается на 2,25 м.

Список основных работ, опубликованных автором по теме диссертации

Публикации в изданиях из Перечня ВАК:

1. **Зими́на, Д.А.** Сравнительный анализ портландцементных и магниезиальных тампонажных растворов для крепления скважин в условиях низких температур / Д.А. Зими́на, Ч.А. Жапхандаев, М.В. Нуцкова // Нефть. Газ. Новации. – 2019 – №3. – С. 20-22.

2. **Зими́на, Д.А.** Исследование пористости и газопроницаемости тампонажного камня с добавлением микросилики / Д.А. Зими́на, М.В. Двойников // Нефть. Газ. Новации. – 2020 – №3 (232). – С. 37-39.

3. **Зими́на, Д.А.** Анализ изменения свойств цементного раствора-камня при формировании в условиях мерзлых пород / Д.А. Зими́на, М.В. Двойников, С.Д. Полянский // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2020. – №1. – С. 14-18.

4. **Зими́на, Д.А.** Крепление скважин в криолитозоне. Разработка тампонажного камня с повышенными прочностными характеристиками / Д.А. Зими́на, М.В. Двойников // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – №5 (101). – С. 56-59.

Публикации в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования SCOPUS:

5. **Zimina, D.A** Research of technological properties of cement slurries based on cements with expanding additives, portland and magnesia cement / D.A. Zimina, M.V. Nutskova // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 666. – No. 1. – P. 1-8.

6. **Zimina, D.A.** Development of cement composition with enhanced properties with the addition of microsilica / D.A. Zimina, R.Y. Kuznetsov // Youth Technical Sessions Proceedings VI Youth Forum of the World Petroleum Council - Future Leaders Forum (WPF 2019), Saint Petersburg. – 2019. – P. 399-404.

Публикации в прочих изданиях:

7. **Zimina, D.A** Solution of problem arising in the process of cementing wells in permafrost by developing a new composition of expanding cement slurry / D.A. Zimina // Scientific Reports on Resource Issues. – Freiberg, Germany. – 2017. – Vol. 1. – P. 115-122.

8. Двойников, М.В. Повышение качества цементирования скважин в многолетнемерзлых горных породах / М.В. Двойников, Д.А. Зими́на // Деловой журнал «Neftegaz.RU». – 2017. – №7. – С. 98-100.

9. **Zimina, D.A.** Development of cement stone with enhanced strength properties / D.A. Zimina, M.V. Dvoynikov // Journal of mining and geological sciences. – 2019. – Vol. 62. – №1. – P. 128-132.

Получено решение о выдаче патента «Тампонажный раствор» авторов Зиминой Д.А., Двойникова М.В. от 13.04.2020 (заявка на изобретение №2019138294 от 16.11.2019).