

*На правах рукописи*



**РОГОВ ВАЛЕРИЙ ВАЛЕРЬЕВИЧ**

**ТЕПЛООБМЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ В КРИОЛИТОЗОНЕ  
И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ  
ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Ухта, 2013

Диссертация выполнена на кафедре бурения Ухтинского государственного технического университета.

Научный руководитель: Чупров Илья Федорович  
- доктор технических наук

Официальные оппоненты: Быков Игорь Юрьевич  
- доктор технических наук, профессор кафедры МОН и  
ГП Ухтинского государственного технического  
университета

Деминская Наталья Григорьевна  
- кандидат технических наук, ведущий инженер отдела  
проектирования строительства и реконструкции скважин  
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПечорНИПИнефть» в г. Ухте

Ведущая организация: ФГАОУ ВПО «Северный (Арктический) федеральный  
университет имени М. В. Ломоносова»

Защита состоится 12 декабря 2013 года в 10 часов на заседании Диссертационного  
совета Д.212.291.01 при Ухтинском государственном техническом университете по  
адресу: 169300 г. Ухта Республики Коми, ул. Первомайская, 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного  
технического университета.

Автореферат разослан 11 ноября 2013 года.

Ученый секретарь диссертационного совета Д 212.291.01,  
кандидат технических наук, профессор



Н.М. Уляшева

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность работы**

Большинство крупных разведанных и перспективных месторождений углеводородов приурочено к Крайнему Северу России. Распространение многолетнемерзлых пород усложняет сооружение и эксплуатацию скважин в криолитозоне. Недостаточная эффективность технологии крепления скважин в этих условиях предопределяет применение специальных тампонажных материалов. Прежде всего, это относится к облегченным тампонажным цементам. В связи с этим очевидна необходимость разработки специальных тампонажных композиций для качественного крепления скважин в криолитозоне.

### **Цель работы**

Изучение теплообменных процессов в околоствольном пространстве скважин в криолитозоне и их использование при оптимизации технологии крепления.

### **Основные задачи исследований**

- Обзор теоретических работ по теплообменным процессам в скважинной крепи и массиве горных пород и существующих технологий крепления скважин в криолитозоне;
- Исследование распределения температуры в многосоставной крепи с целью определения теплового воздействия одиночной скважины на массив мерзлых пород;
- Оценка устойчивости устьев кустовых скважин при их тепловом взаимодействии;
- Разработка тампонажного материала с гранулированным пеностеклом Термогласс.

### **Научная новизна**

- ❖ Разработана математическая модель для определения теплового поля многосоставной крепи, которая позволяет найти температуру каждого слоя и температуру приствольной зоны в пределах радиуса теплового влияния скважины;
- ❖ Теоретически обоснована устойчивость кустовых скважин от расстояния и интенсивности теплового взаимодействия между ними в криолитозоне, определен безопасный период строительства интервалов термозащищенных скважин, который для месторождений п-ва Ямал и Северной зоны распространения ММП на северо-востоке России составляет 1 месяц.

### **Основные защищаемые положения**

- ✓ Математическая модель, позволяющая оценить устойчивость устья скважин в зависимости от теплопроводности многосоставной крепи;
- ✓ Методика расчета теплового взаимодействия кустовых скважин в криолитозоне;
- ✓ Состав тампонажного материала с гранулированным пеностеклом Термогласс для крепления скважин в криолитозоне.

## **Практическая значимость**

- Математические модели для определения температурного поля одиночной скважины и куста скважин позволяют экспресс-методом оценить риск растепления мерзлых пород при скважинной зоне;
- Разработан тампонажный материал низкой теплопроводности с гранулированным пеностеклом Термогласс для крепления скважин в криолитозоне;
- Разработанный состав тампонажного материала позволяет получить устойчивую теплоизоляционную крепь, предупреждающую растепление мерзлых пород;
- Обосновано расстояние передвижки буровой установки при строительстве скважин на таких месторождениях как Русское, Бованенковское, Требса-Титова, Уренгойское и др., что подтверждается промысловым опытом.

## **Апробация работы**

Основные положения диссертационной работы докладывались на Международных молодежных научных конференциях «Севергеоэкотех», г. Ухта (2008, 2011, 2013 гг.), Научно-технической конференции преподавателей и сотрудников УГТУ, г. Ухта, 2013 г.

## **Публикации**

Результаты исследований опубликованы в 7 печатных работах, включая 4 работы в изданиях, вошедших в Перечень ВАК.

## **Благодарности**

Автор выражает благодарность, в первую очередь, своему научному руководителю – доктору технических наук, профессору Илье Федоровичу Чупрову за оказание помощи и постоянный контроль на всех этапах выполнения научно-исследовательской работы.

Автор признателен коллективу кафедры бурения Ухтинского государственного технического университета и лично заведующему кафедрой к.т.н., профессору Надежде Михайловне Уляшевой, доценту Александру Семеновичу Фомину, к.т.н., доценту Юрию Леонидовичу Логачеву за консультации и ценные советы.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**В введении** обсуждается актуальность проблемы, которой посвящена диссертационная работа.

**В главе 1** рассмотрен опыт строительства скважин в криолитозоне в России и за рубежом, изложены технические и технологические вопросы, отражены теоретические разработки, проведена патентная экспертиза средств термической защиты, буровых и тампонажных растворов, технологий крепления, геофизических методов исследования скважин и мерзлых пород.

Значительный вклад в развитие технологии строительства скважин в криолитозоне внесли: Р.М. Алиев, Г.В. Арцимович, М.О. Аршафьян, В.Т. Балобаев, В.В. Баулин, Е.Б. Белопухова, Т.В. Бобылева, А.И. Булатов, Р.А. Гасумов, В.С.

Данюшевский, Г.И. Дубиков, А.А. Ипполитов, В.В. Ипполитов, Н.Н. Кохманская, Б.Б. Кудряшов, И.М. Кутасов, Л.С. Лейбензон, А.Я. Липовецкий, А.В. Марамзин, А.Н. Мариампольский, Д.Ф. Новохатский, Д.В. Орешкин, А.В. Полозков, К.А. Полозков, Ю.М. Проселков, С.А. Рябоконт, П.Б. Садчиков, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко, В.Т. Седов, С.Л. Симонянц, В.С. Ситников, Р.У. Танкаев, В.А. Толпаев, И.Ф. Толстых, И.А. Чарный, Л.М. Шмелев, А.М. Яковлев, Е.С. Bullard, J.S. Dier, J.C. Jaeger, H. Vrieling и другие. В УГТУ этим вопросом занимались: И.Ю. Быков, В.Ф. Буслаев, З.А. Васильева, В.Н. Пушкин, А.В. Нор, В.М. Юдин, Н.М. Уляшева, Н.С. Шефлер и другие.

Строительство скважин в 30-50-х гг. XX века в Красноярском Крае отмечалось невысокими темпами бурения и осложнялось активным протаиванием мерзлых пород. На этом этапе предпринимались первые попытки по теплоизоляции устьевой зоны, давшие начало развитию технологии защиты скважин в многолетнемерзлых породах (ММП). Положение значительно улучшилось в 70-80 гг. XX века, когда, учитывая опыт бурения скважин на Крайнем Севере, были проведены исследования строения мерзлых пород и их температурного режима, на основе которых были разработаны рекомендации по перекрытию ММП.

На базе Ухтинского ГТУ с 1979 г. ведутся разработки устройств, оборудования и способов защиты скважин в криолитозоне. И.Ю. Быковым, В.В. Соловьевым, В.Ф. Буслаевым, А.С. Гюменюком и др. предложены конструкции скважин для ММП, созданы устройства аккумуляции холода и термической защиты, разработаны теплоизолированные обсадные колонны и способы регулирования температуры в зоне влияния скважины. Н.М. Уляшевой, В.Ф. Буслаевым и др. разработан буровой раствор для вскрытия ММП. И.Ю. Быковым, Т.В. Бобылевой проведена обширная работа по составлению классификационной схемы факторов и разработан алгоритм, определяющий порядок выбора способов и средств тепловой защиты скважин. В.Н. Пушкиным, А.В. Норм, В.М. Юдиным, Г.В. Буслаевым и др. написана программа фазовых переходов для ЭВМ, связывающая параметры бурения скважин в мерзлых породах с целью предупреждения выбросов газа из газогидратных толщ.

Д.В. Орешкиным, А.А. Фроловым, В.В. Ипполитовым разработан облегченный тампонажный материал низкой теплопроводности с полыми стеклянными микросферами (ПСМС и АПСМС) и математическая модель, связывающая основные свойства теплоизолирующего тампонажного материала (ТТМ) в зависимости от содержания микросфер и пластификатора С-3.

Развитию технологии строительства скважин в криолитозоне существенно способствовали теоретические исследования, касающиеся определения подвижной границы зоны протаивания мерзлых пород вокруг скважин. Одной из первых работ в указанном направлении является работа Д. Егера, в которой решается уравнение нестационарной теплопроводности. Однако полученное решение неприменимо на практике ввиду его сложности. Применение метода последовательной смены стационарных состояний позволило И. А. Чарному получить приближенное решение задачи, которое действительно лишь для больших времен.

В.Т. Седов разработал математическую модель протаивания мерзлых пород вокруг одиночной скважины, учитывающую теплоперенос от талой зоны к мерзлой. В процессе решения автор принял ряд допущений, названных предельными переходами, на основе которых получена зависимость радиуса протаивания с учетом разности тепловых потоков на границе растепления. Зависимость, полученная Седовым В.Т., является довольно простой для численного эксперимента и может применяться как одна из методик при решении задачи о продвижении зоны растепления.

Автором проведена патентная проработка изобретений, связанных со строительством скважин в криолитозоне. Исследовательские разработки сгруппированы по основным направлениям: 1) Повышение точности построения глубинных разрезов; 2) Выявление газогидратных залежей в многолетнемерзлых породах (ММП); 3) Определение пород и их свойств в интервалах криолитозоны; 4) Бурение и крепление скважин в ММП; 5) Оптимизация конструкций скважин в криолитозоне; 6) Контроль состояния крепи скважин в мерзлых породах; 7) Эксплуатация скважин в условиях Крайнего Севера.

**В главе 2** рассмотрено поле температуры вокруг скважины в криолитозоне и приведены исследования влияния теплопроводности составной крепи на интенсивность прогрева пород околоствольной зоны.

Скважина и окружающий ее массив горной породы являются единой теплообменной системой. Колебания температуры в стволе скважины возбуждают аналогичные колебания в прискважинной зоне. Тепло распространяется в радиальном направлении вглубь массива по законам теплопроводности. Стационарное распределение температуры вокруг скважины описывается уравнением теплопроводности в полярных координатах:

$$\frac{d^2T}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dT}{dr} = 0, \quad \text{где } T = T(r) \quad (1)$$

Решаем уравнение (1) при краевых условиях:

$$\begin{aligned} T_{r1} &= T_{\phi}; \\ T_{r2} &= T_{ск}. \end{aligned} \quad (2)$$

где  $T_{\phi}, T_{ск}$  – соответственно температуры добываемого флюида и массива мерзлых пород в зоне контакта с крепью скважины.

Решение уравнения (1) примет вид:

$$T(r) = T_{\phi} + (T_{ск} - T_{\phi}) \frac{\ln r/r_1}{\ln r_2/r_1} \quad (3)$$

Полученное решение позволяет найти температуру через одиночную цилиндрическую стенку. Наша задача заключается в определении температуры в многослойной крепи (рис.1).

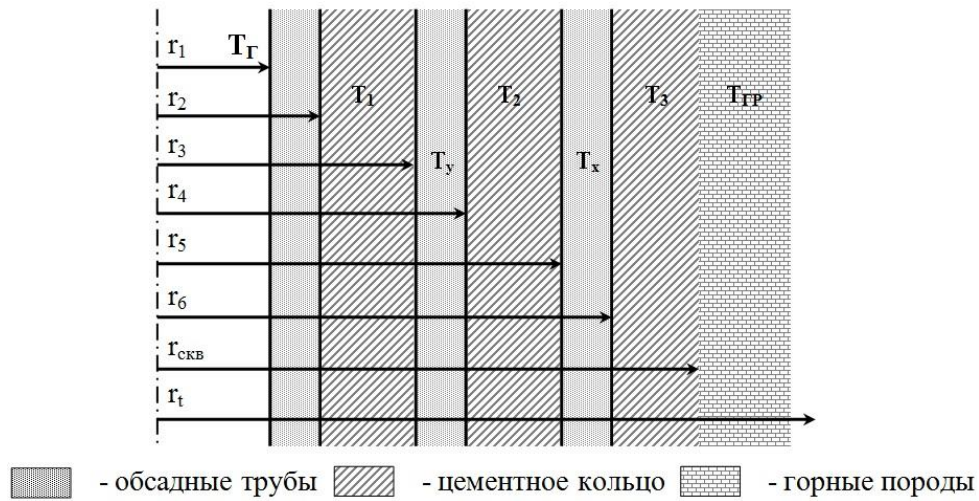


Рисунок 1. Схема конструкции скважины

Для упрощения модели будем считать температуру по толщине обсадных колонн постоянной, т.к. коэффициент теплопроводности стали в несколько десятков раз больше теплопроводности цементного камня. При таком допущении найдено поле температуры во всех цементных кольцах:

$$\begin{cases}
 T_1 = T_\phi + (T_y - T_\phi) \frac{\ln r/r_2}{\ln r_3/r_2}; & r_2 \leq r \leq r_3, \\
 T_2 = T_y + (T_x - T_y) \frac{\ln r/r_4}{\ln r_5/r_4}; & r_4 \leq r \leq r_5, \\
 T_3 = T_x + (T_{ск} - T_x) \frac{\ln r/r_6}{\ln r_c/r_6}; & r_6 \leq r \leq r_c.
 \end{cases} \quad (4)$$

Система (4) содержит 6 неизвестных при 3 уравнениях и является незамкнутой. Для получения замкнутой системы необходимо уменьшить количество неизвестных. Воспользуемся законом Фурье – тепловой поток прямопропорционален градиенту температуры:

$$q = -\lambda \frac{dT}{dr} \quad (5)$$

где  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности.

При допущении равенства тепловых потоков на границах цементных колец и допущения, что сталь обсадных труб не препятствует теплопередаче ввиду высокой теплопроводности:

$$q_{вн} = q_{ср}; \quad q_{ср} = q_{нар} \quad (6)$$

Равенство тепловых потоков для внутреннего и среднего цементных колец примет вид:

$$\lambda_u \cdot \frac{(T_y - T_\phi) 1}{\ln r_3/r_2} \frac{1}{r_3} = \lambda_u \cdot \frac{(T_x - T_y) 1}{\ln r_5/r_4} \frac{1}{r_4} \quad (7)$$

Продолжая аналогичные преобразования, получаем еще два уравнения. В итоге имеем систему уравнений относительно температур на границах цементных колец ( $T_x, T_y, T_{ск}$ ):

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{(T_y - T_\phi) 1}{\ln r_3/r_2} \frac{1}{r_3} = \frac{(T_x - T_y) 1}{\ln r_5/r_4} \frac{1}{r_4}, \\ \frac{(T_x - T_y) 1}{\ln r_5/r_4} \frac{1}{r_4} = \frac{(T_{ск} - T_x) 1}{\ln r_c/r_6} \frac{1}{r_5}, \\ \lambda_{ц} \cdot \frac{(T_{ск} - T_x) 1}{\ln r_c/r_6} \frac{1}{r_5} = \lambda_{ммп} \cdot \frac{(T_{ммп} - T_{ск}) 1}{\ln r_t/r_c} \frac{1}{r_c}. \end{array} \right. \quad (8)$$

где  $\lambda_{ц}, \lambda_{ммп}$  - соответственно коэффициенты теплопроводности цементного камня и многолетнемерзлых пород,  $r_t$  - радиус теплового влияния.

Дифференцирование решения (3) при условии равенства тепловых потоков дает систему уравнений, в которой имеется неизвестная – радиус теплового влияния. И.А. Чарный в работе «Нагревание призабойной зоны при закачке горячей жидкости в скважину» обосновал определение радиуса теплового влияния как:

$$r_t = 2\sqrt{a^2 t} \quad (9)$$

где  $a^2$  – коэффициент температуропроводности пород,  $t$  – время теплового воздействия. Для ММП средний коэффициент температуропроводности (согласно инструкции по определению физических, теплофизических и механических характеристик мерзлых грунтов)  $a = 3,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{ч}$ .

Обозначим в (8) A, B, C, D:

$$A = \frac{1}{r_3 \cdot \ln r_3/r_2}; B = \frac{1}{r_4 \cdot \ln r_5/r_4}; C = \frac{1}{r_5 \cdot \ln r_c/r_6}; D = \frac{\lambda_{ммп}}{\lambda_{ц} \cdot r_c \cdot \ln r_t/r_c} \quad (10)$$

При этих обозначениях система (8) примет вид (11), которая является линейной системой относительно температур внутреннего, среднего и наружного цементных колец.

$$\left\{ \begin{array}{l} BT_x - (A + B)T_y + 0T_z = -AT_\phi, \\ (B + C)T_x - BT_y - CT_{ск} = 0, \\ CT_x - 0T_y - (D + C)T_{ск} = -DT_{ммп}. \end{array} \right. \quad (11)$$

Эта система линейна относительно неизвестных температур. Подобную систему можно получить для любого количества цементных колец. Если бы число цементных колец было бы больше 3-х, задача решалась бы аналогично, только имела бы 4 уравнения, и т.д.

Исходными данными для теплового расчета приняты приближенные к естественным условиям значения величин:  $T_\phi = 30^\circ\text{C}$ ,  $T_{ммп} = -2 \div -8^\circ\text{C}$ ,  $a = 3,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{ч}$ ,  $\lambda_{ммп} = 2,6 \text{ Вт/м}\cdot^\circ\text{C}$ ,  $\lambda_{ц} = 0,7 \text{ Вт/м}\cdot^\circ\text{C}$  (для ПЦТ),  $\lambda_{ц} = 0,16-0,28 \text{ Вт/м}\cdot^\circ\text{C}$  (для цементов с низкой теплопроводностью),  $r_t = 3,1; 7,4; 10,4 \text{ м}$  (для 1, 6 и 12 месяцев). Диаметр внешнего цементного кольца  $D_{нар} = 490 \dots 1420 \text{ мм}$ .



Результаты расчета показывают, что со временем температура на границе стенка скважины – ММП увеличивается. На графиках отмечены три области, характерные для различных условий температур мерзлых пород и теплопроводности крепи скважины с течением времени (рис.2).

Первая область показывает температуру в зоне контакта цементного камня и мерзлых пород с температурой  $-2^{\circ}\text{C}$ . Крепление выполнено ПЦТ-I-50. Тепловой расчет показывает, что при температуре добываемого флюида  $30^{\circ}\text{C}$  температура на границе контакта скважины с породой будет положительной, и условие нерастепления ММП нарушится. Попытка уменьшения теплопроводности конструкции скважины за счет увеличения толщины внешнего цементного кольца до  $\text{Ø}1420$  мм позволяет снизить температуру в зоне контакта, однако она по-прежнему остается положительной.

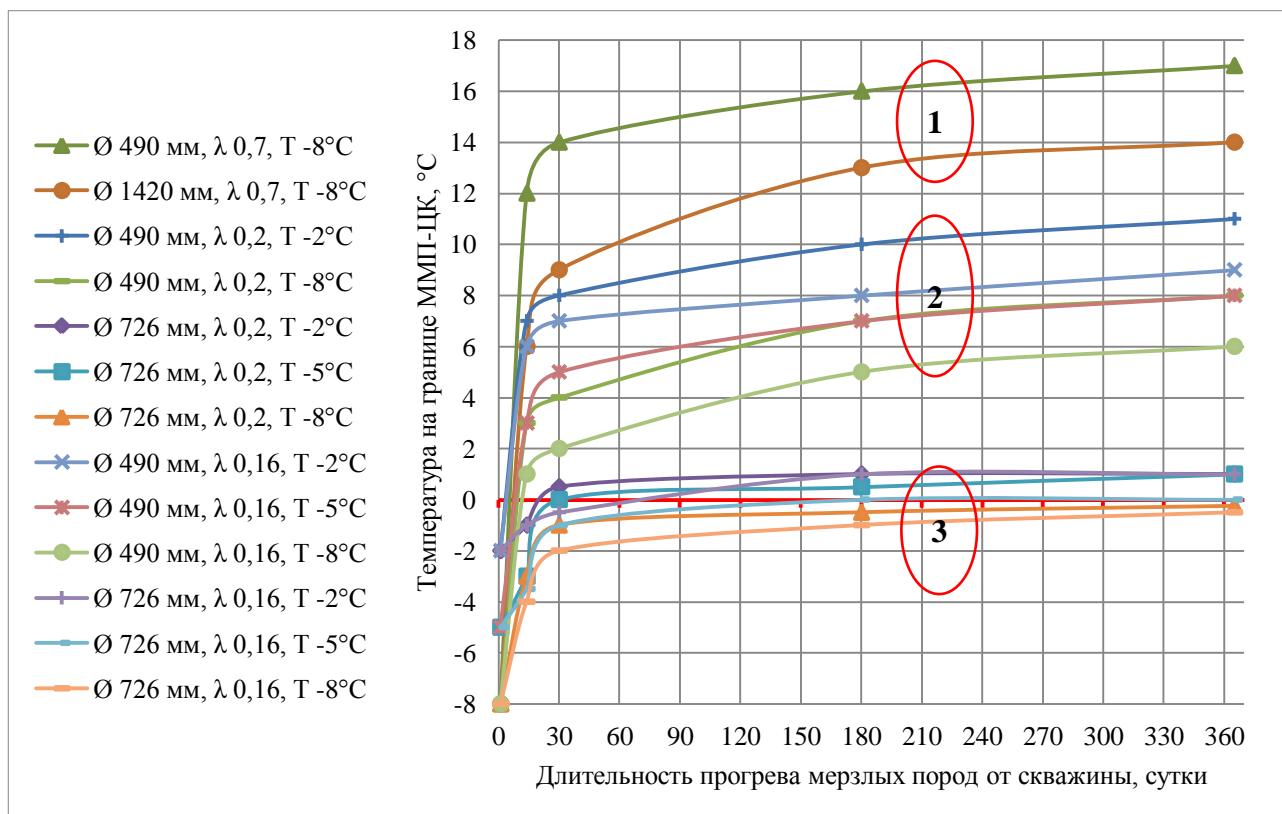


Рисунок 2. Графики температуры на границе внешнего цементного кольца

Применение тампонажных материалов низкой теплопроводности (с АПСМС, пеноцементов, ТТМ с Термогласс) является грамотным решением, способствующим увеличению термического сопротивления скважины. Области 2 и 3 показывают температуру на границе внешнего цементного кольца при использовании теплоизолирующих тампонажных материалов, теплопроводность которых ( $0,16-0,2$  Вт/м $\cdot^{\circ}\text{C}$ ) позволяет снизить температуру на границе скважина – ММП в 2-3 раза.

Область 2 показывает, что при диаметре внешнего цементного кольца  $490$  мм температура значительно ниже, чем в случае применения бездобавочного ПЦТ, однако по-прежнему остается выше  $0^{\circ}\text{C}$ . В этом случае увеличение толщины внешнего цементного кольца до  $\text{Ø}726$  мм с использованием расширителей (область 3) способствует усилению сопротивления крепи передаче теплового потока и снижению температуры на границе контакта до  $0^{\circ}\text{C}$  и ниже.

Эффективность теплового обмена зависит от начальной температуры массива ММП, чем ниже ее значение, тем слабее интенсивность прогрева толщи скважинной крепи. Расчетным методом установлено, что при температуре массива ММП  $-5 \div -8^\circ\text{C}$  расширение внешнего цементного кольца позволяет ограничиться лишь применением ТТМ, а температура в зоне контакта будет ниже  $0^\circ\text{C}$ .

В работе Д.В. Орешкина и др. доказано, что влажность цементного камня снижается в процессе гидратации. Также изменяются и теплофизические характеристики. За 10 лет коэффициент теплопроводности цементного камня снижается в среднем на 10%, т.е. термическое сопротивление конструкции скважины со временем только увеличивается.

**В главе 3** рассмотрено тепловое взаимодействие кустовых скважин, оценено влияние продолжительности строительства интервалов и расстояния между устьями скважин на устойчивость мерзлых пород.

Предыдущее исследование касалось поля температуры одиночной скважины в стационарном случае. По существующей технологии кустовые скважины расположены на прямой с расстояниями между устьями 8...16 м (рис.3).

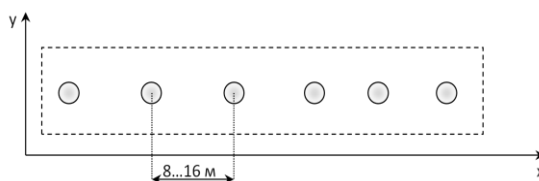


Рисунок 3. Куст скважин в плане

Распространение тепла в горных породах описывается уравнением теплопроводности, а распределение давления при упругом режиме разработки описывается уравнением пьезопроводности. С точки зрения математического моделирования эти уравнения одинаковы, поэтому для определения тепловой интерференции использовано уравнение пьезопроводности при упругом режиме разработки, в котором давление заменено на температуру.

Поле температуры при тепловом источнике  $q$ , расположенном в точке  $(x_1; y_1)$ , будет описываться уравнением:

$$a^2 \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) + \frac{q(t)}{c\rho h} \cdot \delta(x - x_1; y - y_1) = \frac{\partial T}{\partial t} \quad (12)$$

где  $a^2$  – коэффициент температуропроводности,  $c$  – теплоемкость,  $\rho$  – плотность пород,  $h$  – мощность зоны ММП,  $\delta(x-x_1; y-y_1)$  – функция Дирака для плоскости:

$$\delta(x - x_1; y - y_1) = \begin{cases} 0, & \text{при } x \neq x_1, y \neq y_1 \\ \infty, & \text{при } x = x_1, y = y_1 \end{cases} \quad (13)$$

$$\iint_D \delta(x - x_1; y - y_1) dx dy = 1$$

В случае, когда на ММП влияние оказывают  $n$  скважин, расположенных в точках  $(x_i; y_i)$ , задача (12) примет вид:

$$a^2 \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) + \frac{q(t)}{c\rho h} \cdot \sum_{i=1}^n \delta(x - x_i; y - y_i) = \frac{\partial T}{\partial t} \quad (14)$$

при краевых условиях:

$$T_{x \rightarrow \infty} = T_{\text{ММП}}, T_{t=0} = T_{\text{ММП}}, T_{x=x_i} = T_{\text{СК}} \quad (15)$$

решение уравнения (14) примет вид:

$$T(r, t) = T_{\text{ММП}} + \frac{1}{4\pi\lambda h} \sum_{i=1}^n \int_0^t q(\tau) \cdot \frac{\exp\left(-\frac{r_i^2}{4a(t-\tau)}\right)}{t-\tau} d\tau \quad (16)$$

где  $\lambda = ac\rho$ ;  $r_i^2 = (x - x_i)^2 + (y - y_i)^2$ ,  $T_{\text{ММП}}$ ,  $T_{\text{СК}}$  - соответственно начальная температура пласта в зоне ММП и температура на стенке скважины.

В нашем случае задачей является определение мощности теплового источника. Мощность теплового потока И.А. Чарный определил как:

$$q(t) = \frac{4\pi\lambda h(T_{\text{СК}} - T_{\text{ММП}})}{\ln \frac{4at}{r_0^2}} \quad (17)$$

Бурение интервала ММП может занимать от 1 недели до 30 суток. Поэтому в качестве мощности теплового потока возьмем среднее арифметическое от потока в начальном и конечном периоде времени. В этом случае среднее значение мощности теплового потока можно определить как  $q_{\text{ср}} = \frac{q_{\text{нач}} + q_{\text{кон}}}{2} - \text{const}$ . Тогда решение (16) с использованием (17) примет вид:

$$T(r, t) = T_{\text{ММП}} + \frac{(T_{\text{СК}} - T_{\text{ММП}})}{9,12} \sum_{i=1}^n \left( -Ei \left( -\frac{r_i^2}{4at} \right) \right) \quad (18)$$

где  $r_i$  - расстояние от выбранной точки до теплового источника,

$Ei(-u) = \int_{\infty}^u \frac{e^{-u}}{u} du$  - интегральная показательная функция.

При кустовом бурении практически могут взаимодействовать только две скважины: бурящаяся и добывающая. Для взаимодействия двух скважин решение (18) примет вид:

$$T(r, t) = T_{\text{ММП}} + \frac{(T_{\text{Б}} - T_{\text{ММП}})}{9,12} \left( -Ei \left( -\frac{r_1^2}{4at} \right) \right) + \frac{(T_{\text{Д}} - T_{\text{ММП}})}{9,12} \left( -Ei \left( -\frac{r_2^2}{4at} \right) \right) \quad (19)$$

где  $T_{\text{Б}}$ ,  $T_{\text{Д}}$  - соответственно температуры на стенках бурящейся и добывающей скважин, находящихся рядом в кусте;  $r_1$ ,  $r_2$  - соответственно расстояния от произвольной точки до бурящейся и добывающей скважин.

По формуле (19) проведены численные эксперименты для теплонезащищенных скважин и построены графические зависимости распределения температуры между двумя кустовыми скважинами. Исходные данные:  $T_{\text{БР}}=15-30^\circ\text{C}$ ,  $T_{\text{ММП}}=-2\div-8^\circ\text{C}$ ,  $a=3,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{ч}$ ,  $r_i=1,5; 3,1; 7,4; 10,4 \text{ м}$  (для 2 недель, 1, 6 и 12 месяцев). Период строительства каждого интервала (под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну) планируется от двух недель и более.

Результаты расчетов показывают, что в период строительства интервала до месяца температура на границе стенка скважины–криолитозона находится ниже  $-0^{\circ}\text{C}$ , что удовлетворяет условию нерастепления ММП (рис. 4-5).

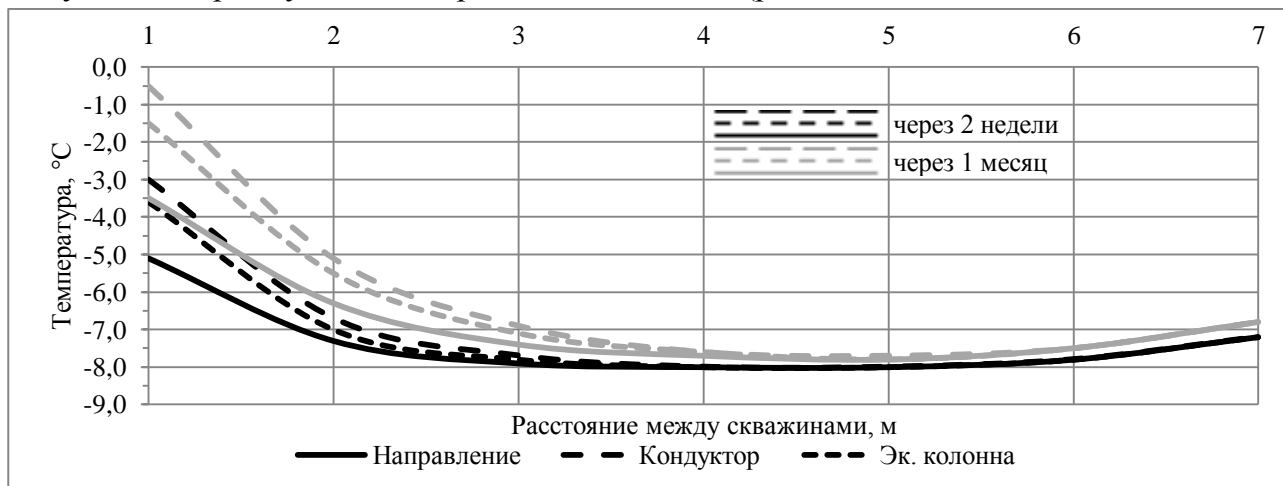


Рисунок 4. Распределение температуры между скважинами, находящихся на расстоянии 8 м друг от друга

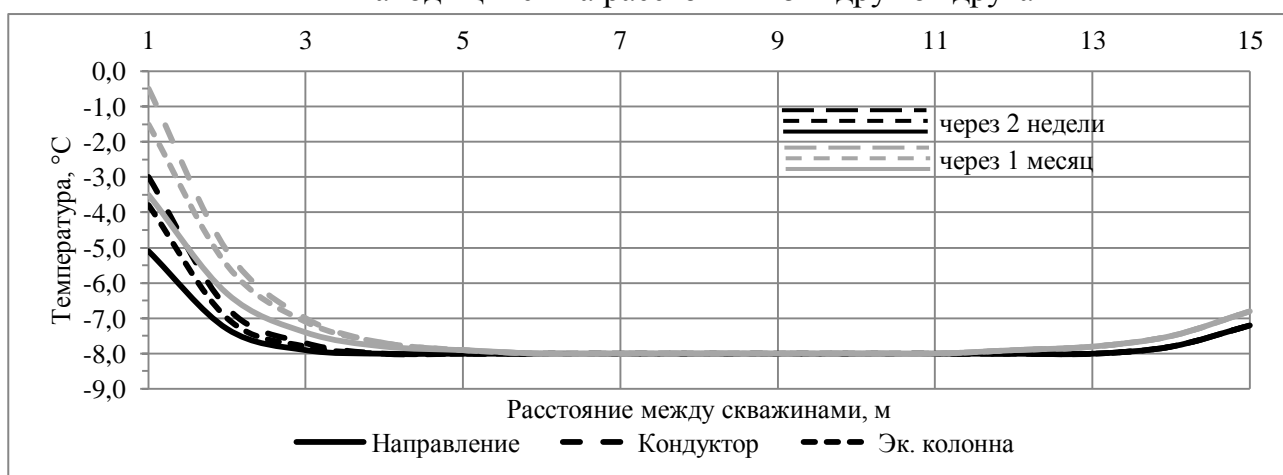


Рисунок 5. Распределение температуры между скважинами, находящихся на расстоянии 16 м друг от друга

Однако при увеличении сроков строительства интервала более 1 месяца температуры вокруг бурящейся скважины становятся положительными (рис. 6).

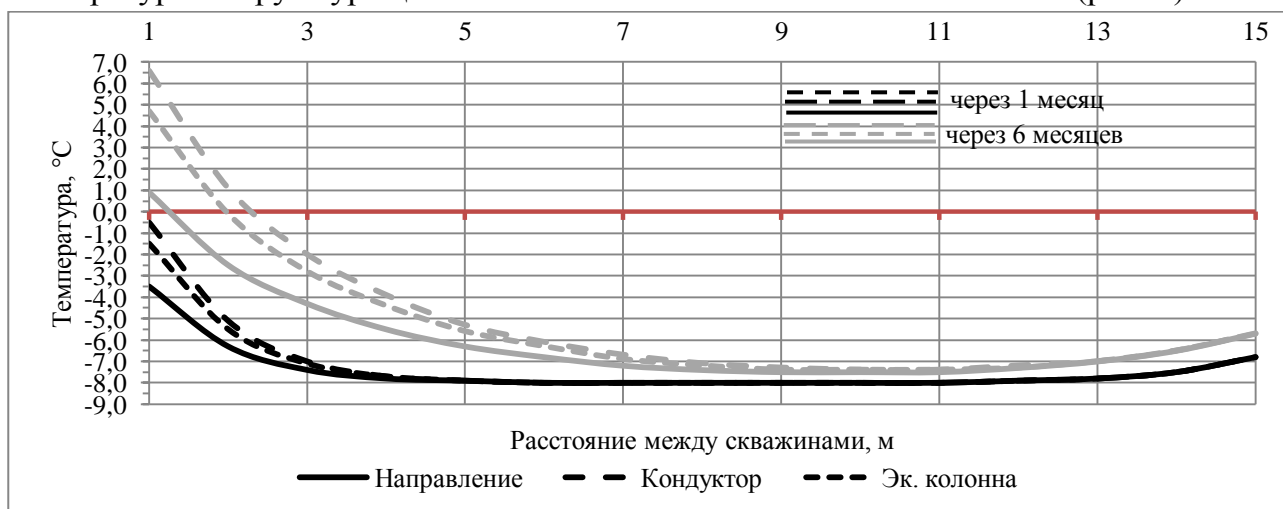


Рисунок 6. Распределение температуры между скважинами, находящихся на расстоянии 16 м друг от друга

Результаты расчетов показывают, что при бурении интервала от 2 до 3 месяцев область протаивания вокруг бурящейся скважины увеличивается до 1 м. Продление сроков бурения до полугода приводит к образованию зоны протаивания до 2 м вокруг бурящейся скважины. Таким образом, безопасный период строительства каждого интервала термозащищенных скважин в криолитозоне при расстояниях 8...16 м составляет 1 месяц. В случае, когда строительство интервала планируется дольше месяца, рекомендуется применять термозащитные технологии и оборудование с целью предупреждения осложнений и аварий, связанных с растеплением и обратным промерзанием пород криолитозоны.

С увеличением расстояния между скважинами в кусте расширяется зона температур, близких к первоначальному состоянию массива мерзлых пород, т.н. зона стабильности мерзлого слоя. Также на площадь зоны стабильности мерзлого слоя влияет время действия положительных температур на массив ММП: при строительстве интервалов до 1 месяца расстояния между скважинами 8...16 метров являются оптимальными в любой точке, однако при бурении интервала более месяца расстояние между скважинами рекомендуется не менее 16 метров.

Распределение теплового поля между двумя соседними скважинами напрямую зависит от расстояния между ними, начальной температуры криолитозоны и температур на стенках скважин в зоне контакта с мерзлотой. Наибольшая интенсивность теплообмена наблюдается, когда рядом с добывающей скважиной бурится новая. Буровой раствор прогревает мерзлые породы при забурировании и через крепь скважины при дальнейшем углублении. Расчеты показывают, что при расстоянии между скважинами 8 м прогрев толщи ММП происходит существенно быстрее. Продолжительность строительства интервала от 2 месяцев и более приводит к увеличению температуры мерзлых пород минимум на 1°C от первоначального состояния.

**В главе 4** представлены результаты экспериментальной работы по подбору рецептуры тампонажного раствора с гранулированным пеностеклом Термогласс, его свойства и характеристики.

Тепловой расчет показал возможность осуществления пассивной тепловой защиты при условии крепления обсадных колонн тампонажными материалами низкой теплопроводности.

Термогласс – это гранулированное пеностекло, получаемое путем спекания измельченного в пыль стеклянного боя и порообразователя (кокс, мел, доломит, присадка М254). Термогласс характеризуется низким коэффициентом теплопроводности (0,04 Вт/м·°С), морозостойкостью (не более 0,02% потери массы при 75 циклах), минимальным водопоглощением (не более 0,5%) и высокой прочностью (5-7 МПа), в связи с чем имеется основание для его применения в составе теплоизолирующего тампонажного материала (ТТМ) для крепления скважин в криолитозоне.

ПЦТ-I-50 предназначен для низких и нормальных температур, т.е. для протекания в нем гидратационных процессов необходима положительная температура. Применение гашеной извести приводит к нагреву тампонажного теста

до 40°C. Экспериментально установлено, что независимо от содержания извести максимальное увеличение температуры всегда идет через постоянный промежуток времени (рис. 7).

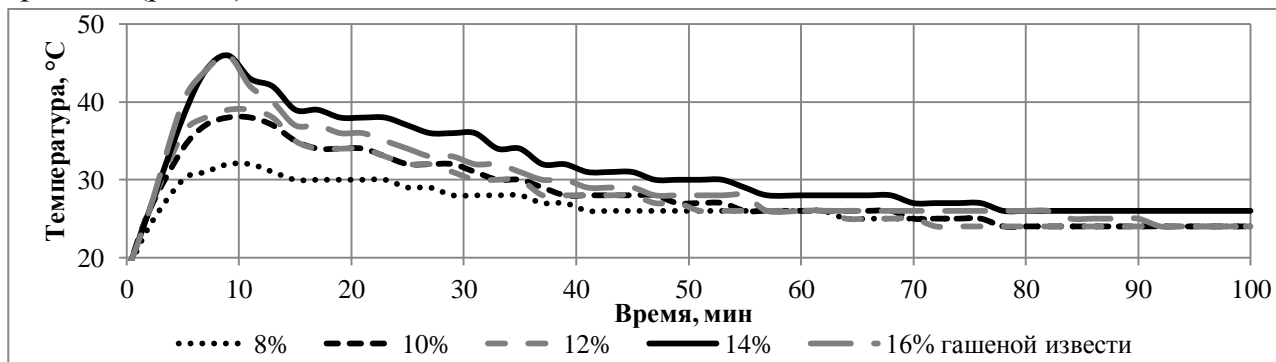


Рисунок 7. Изменение температуры цементного теста во времени

Значительный рост температуры происходит в течение первых 5-10 минут, способствуя усилению гидратационных процессов в ПЦТ-И-50. Экзотермическая реакция активно протекает в короткий промежуток времени, в течение которого цемент успевает прогидратировать и начать схватываться.

Увеличение содержания наполнителя в цементном растворе приводит к увеличению водоцементного отношения с целью сохранения растекаемости цементного теста. По результатам лабораторных экспериментов оптимальное водосмесевое отношение (ВСО) составляет 0,5-0,7, при этом средняя плотность ТТМ в зависимости от ВСО и содержания Термогласса изменяется в пределах 1350-1550 кг/м<sup>3</sup> (рис.8). При этом растекаемость цементного теста составляет 11-23 см (рис.9).

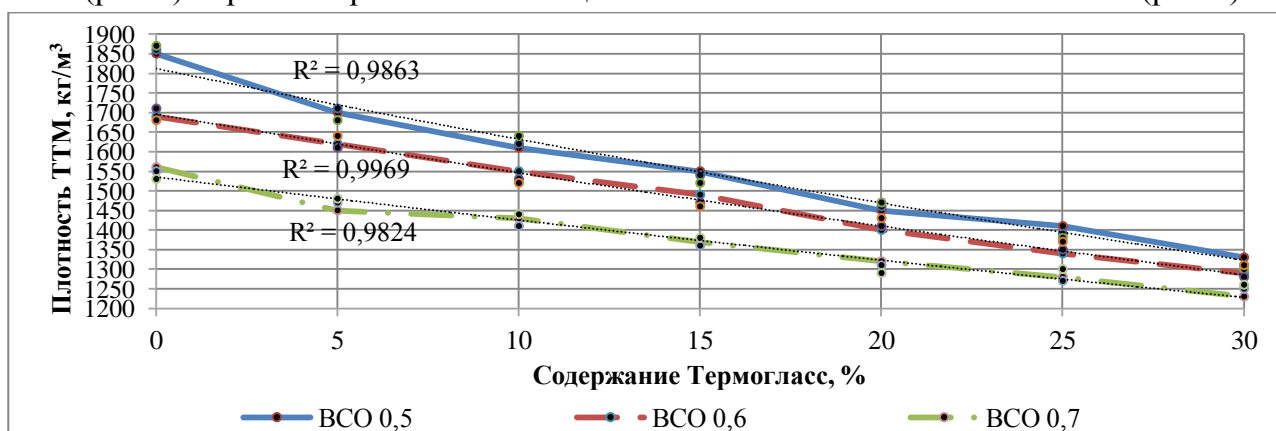


Рисунок 8. Влияние Термогласса на плотность тампонажного раствора

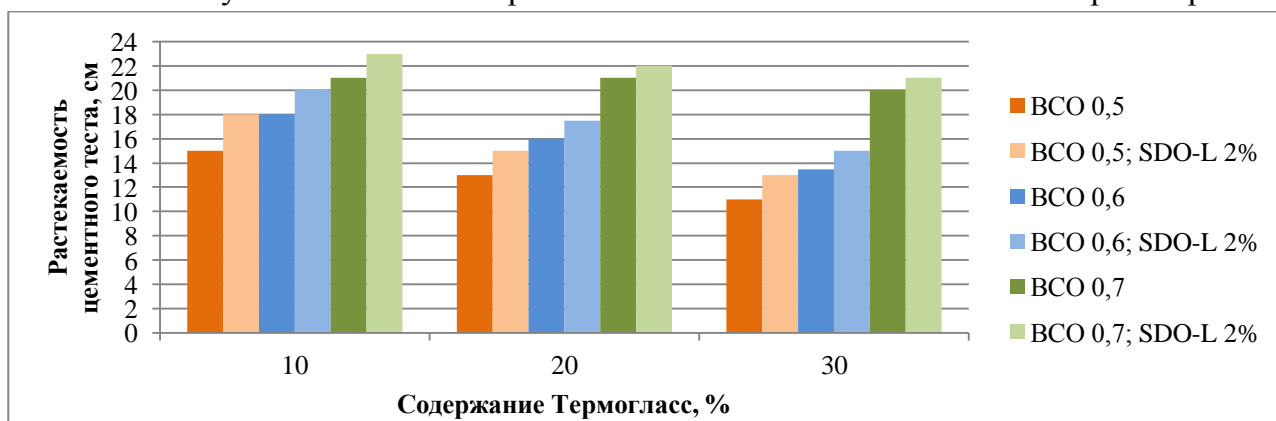


Рисунок 9. Влияние содержания Термогласса, химической обработки и ВСО на растекаемость цементного теста

Для полноты гидратации цементного камня необходимо 50% от массы сухого цемента воды затворения. Применение наполнителя требует ВСО 0,6-0,7 для сохранения подвижности и растекаемости цементного теста. Наличие свободной, химически не связанной, воды приводит к росту показателя фильтрации тампонажного раствора. Для регулирования водоотдачи в работе используется оксиэтилцеллюлоза (ОЭЦ). Фильтрационные характеристики цементного теста составляют 36-49 мл/30 мин, что существенно превосходит показания бездобавочных портландцементов (рис.10).

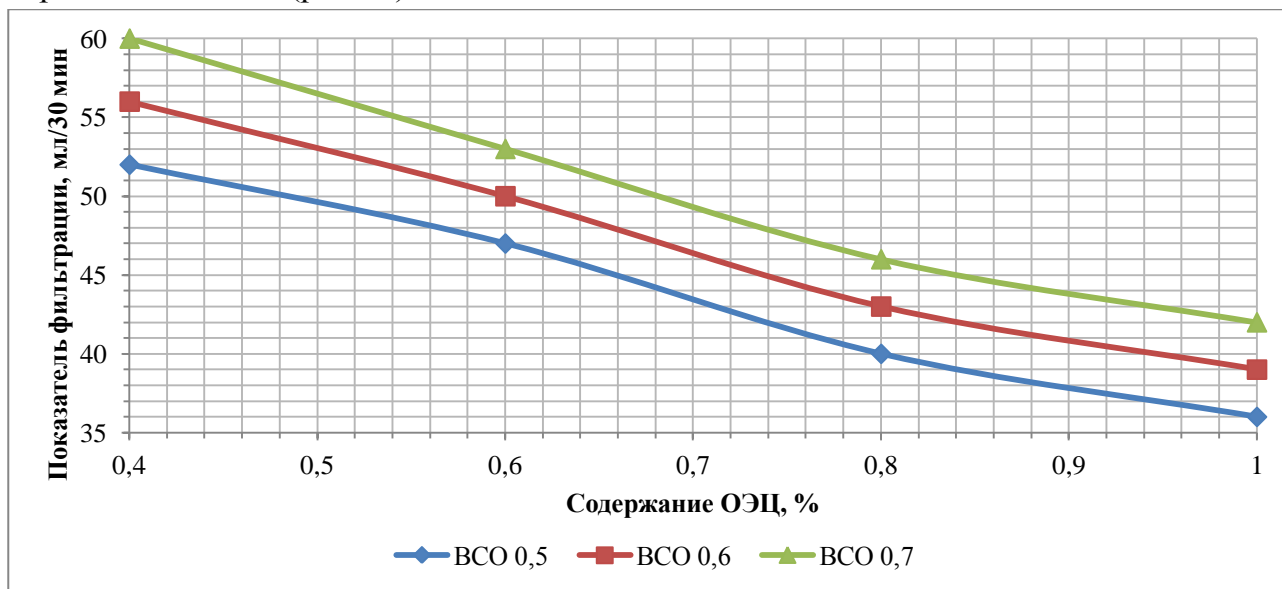


Рисунок 10. Зависимость показателя фильтрации цементного теста от содержания ОЭЦ

Применение гашеной извести упрочняет цементный камень, который расширяется в процессе гидратации на 4-5% (рис.11). Экспериментально установлено оптимальное содержание гашеной извести в цементной композиции 8-12%, при этом достигается эффект расширения, а цементный камень набирает прочность. Однако увеличение содержания извести до 14% снижает прочность цементного камня (рис.12).

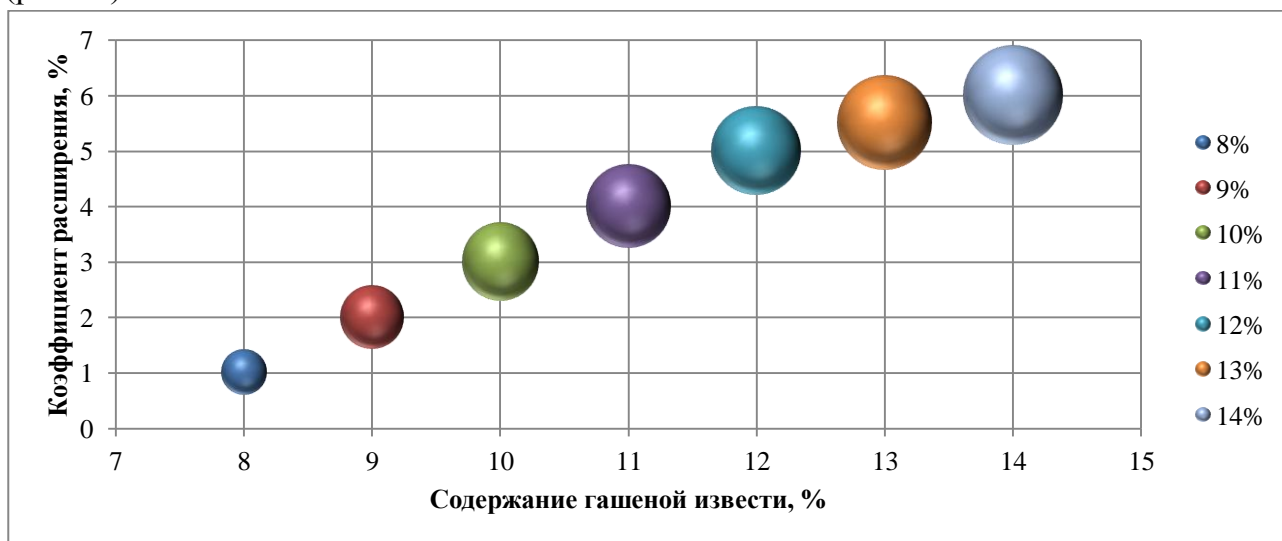


Рисунок 11. Расширение цементного камня в зависимости от содержания извести

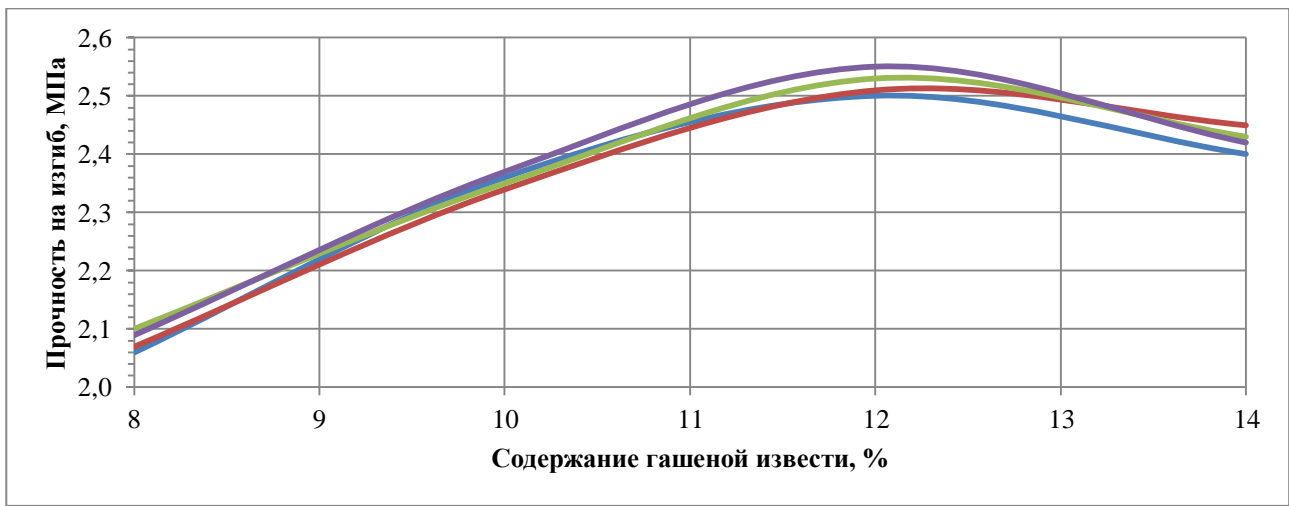


Рисунок 12. Прочность цементного камня на изгиб в зависимости от содержания извести

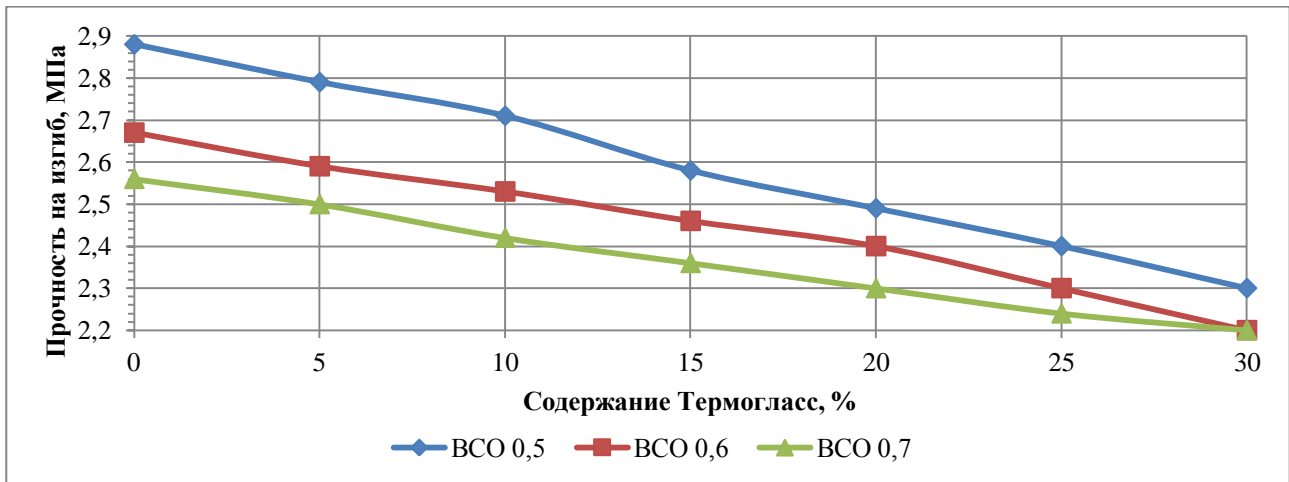


Рисунок 13. Прочность цементного камня на изгиб в зависимости от содержания Термогласса

Цементный камень с Термоглассом набирает прочность во времени, что подтверждает длительность процесса гидратации. Прочность 3-хлетнего камня на сжатие в 7-10 раз превышает аналогичную для камня возрастом от 1 суток до 1 года (рис.14).

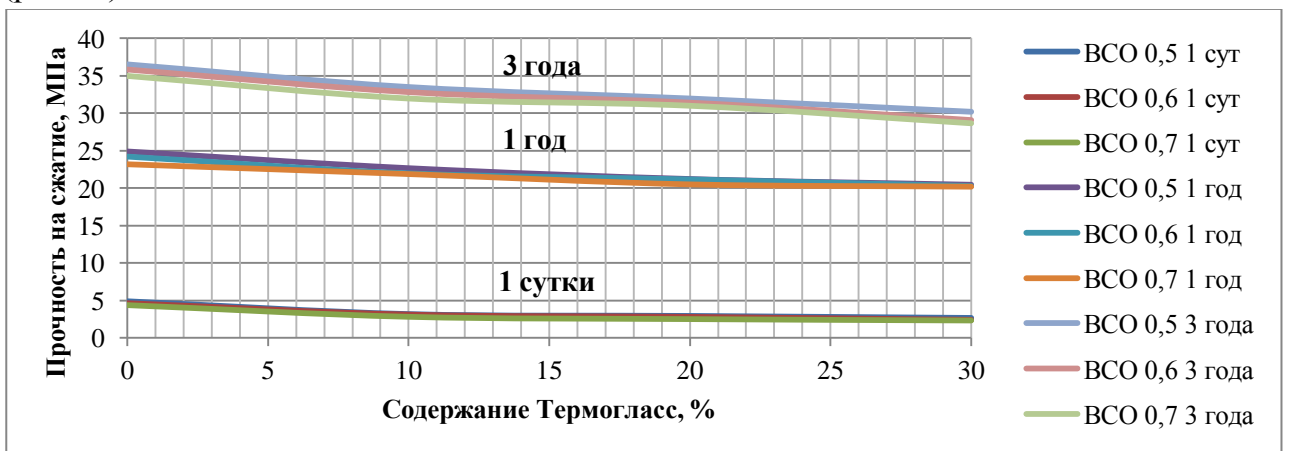
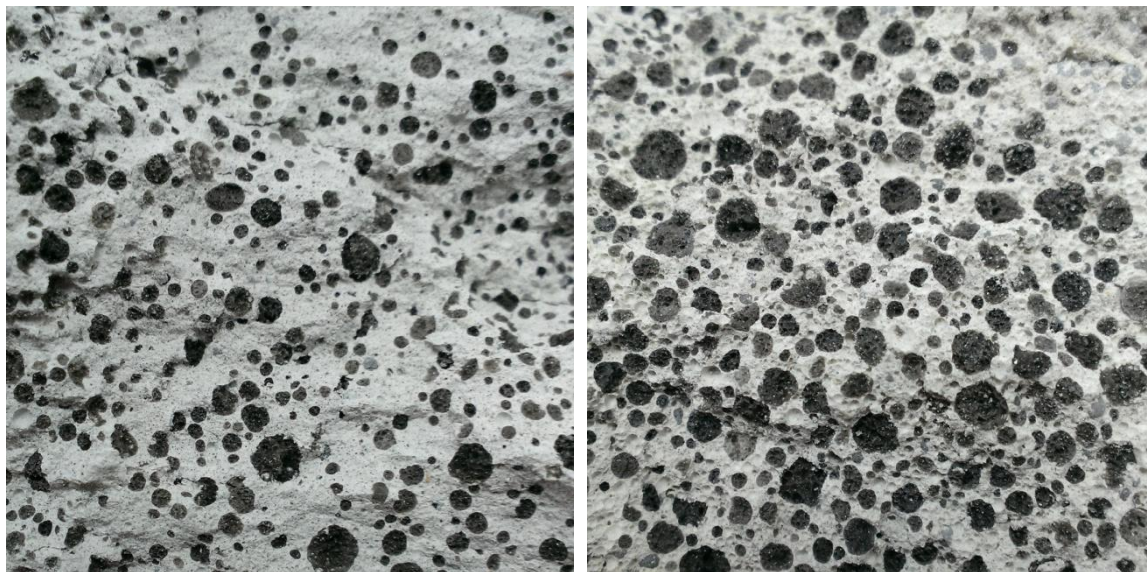


Рисунок 14. Изменение прочности цементного камня на сжатие во времени

Визуальный осмотр поверхности образцов цементного камня показал равномерное распределение гранулированного пеностекла по объему, что подтверждает правильность выбора типа и содержания пластификатора SDO-L.



Линия слома проходит как через цемент, так и через гранулы, что является свидетельством высокой адгезии компонентов. Внутренность гранул пустая, без следов попадания вовнутрь гашеной извести.



а)

б)

Рисунок 15. Поверхность цементного камня при содержании Термогласса 10% (а) и 30%(б)

Лабораторные эксперименты по созданию ТТМ с Термоглассом доказали успешность выбранного направления. На основе результатов можно сделать следующие выводы:

- ✓ Ввод гашеной извести в тампонажный раствор способствует нагреву теста до  $40^{\circ}\text{C}$ , обеспечивая необходимую теплоту для протекания процессов гидратации;

- ✓ Прочность цементного камня с Термоглассом увеличивается во времени и превышает начальные значения в 4-10 раз;

- ✓ Коэффициент расширения цементного камня 4-5% достигается при содержании гашеной извести до 12%. Увеличение содержания гашеной извести до 14% также сопровождается расширением, однако снижается прочность цементного камня на изгиб и сжатие;

- ✓ ТТМ с Термоглассом относится к облегченным цементам, средняя плотность в зависимости от содержания пеностекла  $1350-1550 \text{ кг/м}^3$ ;

- ✓ Цементный камень обладает низкой теплопроводностью  $0,16-0,28 \text{ Вт/м}\cdot^{\circ}\text{C}$ , которая удовлетворяет требованиям теплоизоляции скважин в криолитозоне;

- ✓ Понижитель фильтрации ОЭЦ связывает воду, не участвующую в химических процессах гидратации, позволяя сохранить растекаемость цементного теста при ВЦО 0,6-0,7 и обеспечивает фильтрацию 36-49 мл/30 мин.

**В главе 5** приведены требования к компонентам тампонажного материала при приемке на месторождении, технологическая схема применения ТТМ с Термоглассом и даны практические рекомендации по управлению его свойствами.

Определен порядок приготовления цементного теста с Термоглассом, который предусматривает основные этапы:

1. Загрузка бункеров смесительных установок: сухие компоненты, дозировано, в соответствии с пропорциями утвержденной рецептуры тампонажной композиции, затариваются в бункер установки. Когда установка загружена, производится перетаривание её содержимого в бункер другой смесительной установки. Равномерное распределение сухих компонентов достигается двух-трех кратным повторением этой операции.

2. Приготовление воды затворения с вводом пластификаторов, ускорителей/замедлителей схватывания, понизителей фильтрации и других химреагентов.

3. Затворение облегченного тампонажного раствора и наработка в резервуаре осреднительной емкости с рециркуляцией до получения равномерной консистентной смеси с колебанием плотности не более 0,01-0,02 г/см<sup>3</sup>.

4. Готовый тампонажный цемент из осреднительной установки подается цементировочными агрегатами через блок манифольда в скважину.

Приготовление тампонажного материала с Термоглассом предусматривает технологию цементирования с применением осреднительных и рециркуляционных установок. В качестве современного оборудования в работе рекомендован отечественный полнокомплектный цементировочный комплекс с системой контроля и управления цементирования скважин «Шаман», состоящий из установки насосной УНБС2-600х70 и мобильных складов цемента МСЦ-40 и МСЦ-25.

### **Основные выводы**

1. Разработана математическая модель для исследования теплового поля скважины, позволяющая определить температуру в любой точке каждого слоя многосоставной цементной крепи и температуру приствольной зоны в пределах радиуса теплового влияния, которая может использоваться при проектировании конструкций скважин в криолитозоне;

2. Предложена методика расчета теплового взаимодействия кустовых скважин в криолитозоне в зависимости от расстояния между ними, на основе которой обоснован безопасный период строительства интервалов, составляющий 1 месяц для термозащищенных скважин;

3. На основе результатов расчетов расстояние между устьями скважин рекомендовано не менее 16 м для месторождений п-ва Ямал и Северной зоны распространения ММП на Северо-востоке России;

4. Установлено, что при увеличении сроков строительства интервалов более месяца естественная температура массива мерзлых пород увеличивается минимум на 1°С;

5. Разработан облегченный ТТМ с гранулированным пеностеклом Термогласс, обладающий пониженными фильтрационными характеристиками, требуемой растекаемостью и равномерным распределением компонентов по объему; получаемый на его основе цементный камень обладает эффектом расширения, имеет низкую теплопроводность, набирает прочность во времени;

6. Доказана осуществимость пассивной тепловой защиты скважин в криолитозоне с применением ТТМ с коэффициентом теплопроводности 0,16-0,28 Вт/м·°С и увеличением толщины внешнего цементного кольца до Ø726 мм и более;

7. Экспериментально установлено, что независимо от содержания извести максимальное увеличение температуры всегда идет через постоянный промежуток времени;

8. Расширена область применения ПЦТ-I-50 для условий крепления скважин в криолитозоне благодаря вводу гашеной извести;

9. Предложена технология крепления и даны практические рекомендации по применению ТТМ с Термогласс при строительстве скважин в криолитозоне.

### **Основное содержание диссертации опубликовано в работах:**

*а) в периодических изданиях, рекомендованных ВАК:*

1. Рогов, В.В. Оценка эффективности термоизоляции скважин в многолетнемерзлых породах тампонажными материалами различной теплопроводности [Текст] / В. В. Рогов, И. Ф. Чупров // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ВНИИОЭНГ, 2010 г., - №10. – с. 36-38.

2. Рогов, В.В. Экспериментальные исследования показателей свойств тампонажных материалов на базе гранулированного пеностекла Термогласс [Текст] / В. В. Рогов, И. Ф. Чупров, А. С. Фомин // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ВНИИОЭНГ, 2011 г., - №02. – с. 31-33.

3. Рогов, В.В. Теплотехнический расчет четырехколонной конструкции скважины [Текст] / В. В. Рогов // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ВНИИОЭНГ, 2011 г., - №10. – с. 23-25.

4. Рогов, В.В. Тепловое взаимодействие скважин в криолитозоне [Текст] / В. В. Рогов, И. Ф. Чупров // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ВНИИОЭНГ, 2013 г., - №07. – с. 4-7.

*б) в других изданиях:*

5. Рогов, В.В. Поле температуры и прочностные характеристики в составной крепи скважины [Текст] / В. В. Рогов // Материалы IX международной молодежной научной конференции «Севергеэкотех-2008» (19-21 марта 2008 г., Ухта) : в 3 ч.; ч. 1. – Ухта : УГТУ, 2008. – с. 277–280.

6. Рогов, В.В. Расчет теплового поля в многосоставной крепи скважины [Текст] / В. В. Рогов // Материалы XII международной молодежной научной конференции «Севергеэкотех-2011» (16-18 марта 2011 г., Ухта) : в 5 ч.; ч. 2. – Ухта : УГТУ, 2011. – с. 49–54.

7. Рогов, В.В. Принципы размещения скважин в криолитозоне [Текст] / В. В. Рогов, И. Ф. Чупров // Сб. науч. тр. [Текст] : материалы научно-технической конференции (16-19 апреля 2013 г.) : в 3 ч.; ч. 1 / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2013. – с. 207-211.