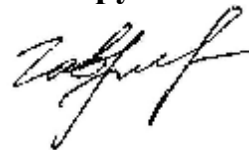


На правах рукописи



ГАВРИЛОВ АНДРЕЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ
НА СОХРАНЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ
ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Ставрополь - 2009

Работа выполнена в Северо-Кавказском научно-исследовательском
проектном институте природных газов
(ОАО «СевКавНИПИгаз»)

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Гасумов Рамиз Алиджавад оглы

Официальные оппоненты: доктор технических наук
Кошелев Владимир Николаевич

кандидат технических наук
Скородиевская Людмила Александровна

Ведущая организация: ООО «Газпром трансгаз Югорск»


Защита состоится « 28 » января 2010 года в 10 часов
на заседании Диссертационного Совета Д 222.019.01 при ОАО НПО «Бурение»
по адресу: 350063, г. Краснодар, ул. Мира, 34

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ОАО НПО «Бурение»

Автореферат разослан « 17 » декабря 2009 года

Ученый секретарь

Диссертационного Совета,

доктор технических наук, С.н.с.  Л.И. Рябова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Основные перспективы увеличения объемов добываемого природного газа на месторождениях связаны с поиском и совершенствованием системного подхода, обеспечивающего высокий уровень и темп добычи природного газа при высоких технико-экономических показателях.

В настоящее время большое количество месторождений, разрабатываемые предприятиями ОАО «Газпром», вступают в период перехода с «постоянной» на «падающую» добычу природного газа.

Пластовые давления в скважине падают, скорость газового потока заметно снижается и газ уже не может полностью выносить пластовую и конденсационную воду из скважины. Она постоянно скапливается на забое. К тому же ежегодно поднимается уровень газодляного контакта. Слабосцементированные пласты увлажняются, и песок с газом начинает поступать в скважину. Этому также способствуют и возникшие напряжения в пласте. После нескольких ремонтов по удалению из скважины песчаных пробок в призабойной зоне образуются каверны, из-за чего интенсивно ускоряется разрушение призабойной зоны.

Эффективность капитального ремонта скважин во многом зависит от правильного выбора технологии ремонта скважин, причем предпочтение отдается технологиям с использованием эффективных технологических жидкостей на базе отечественных материалов.

Целенаправленный подход к выбору технологических жидкостей при ремонтах скважин и технологий их применения является неотъемлемым вопросом проблемы сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов.

В мировой и отечественной практике накоплен богатый опыт разработки технологических жидкостей и технологий для ремонтно-восстановительных работ.

Однако многообразие горно-геологических условий месторождений не позволяет одинаково успешно использовать известные разработки.

Поэтому, вопросы совершенствования и создания новых рецептур технологических жидкостей и технологий ремонтно-восстановительных работ (РВР), обеспечивающих не только предупреждение осложнений, но и повышение продуктивности скважин в послеремонтный период, остаются актуальными и требуют дифференцированного подхода применительно к конкретным условиям месторождений и ПХГ.

Цель работы – совершенствование действующих и разработка новых технологических жидкостей и технологий, обеспечивающих сохранение фильтрационно-емкостных свойств пласта и повышение технико-экономических показателей ремонта скважин в сложных геолого-технических и природно-климатических условиях месторождений и ПХГ.

Основные задачи.

1. Анализ отечественного и зарубежного опыта в области ведения ремонтно-восстановительных работ в газовых скважинах месторождений и ПХГ в условиях АНПД.
2. Разработка и исследование полимерных блокирующих составов и технологии глушения скважин с временным блокированием продуктивного пласта в условиях АНПД на месторождениях и ПХГ с различной проницаемостью коллектора и пластовой температурой от 20 до 150 °С.
3. Разработка гелеобразующих составов на основе силикатных реагентов с кислотным гелеобразователем и технологии изоляции притока подошвенных вод при проведении ремонтно-изоляционных работ.
4. Практическая реализация разработанных составов и технологий проведения ремонтно-восстановительных работ в скважинах и оценка их эффективности.

Методы решения задач основаны на обобщении многолетнего опыта в области создания и практического использования технологических жидкостей и технологий временного блокирования продуктивного пласта, водоизоляции и на результатах теоретических, лабораторных и стендовых исследований с использованием современных методик, приборов и установок на базе ОАО «СевКавНИПИгаз», математических методов обработки результатов на ЭВМ и др.

Научная новизна.

1. Установлено, что наполнители природного происхождения Полицелл ЦФ и отход производства - табачная пыль в результате растворения поверхностных слоев целлюлозы, за счет модификации хлористым цинком, в лучшей степени обеспечивают блокирующие свойства состава с органическим наполнителем, а для обеспечения эффективности деблокирования продуктивного пласта и сохранения ФЕС пласта необходимо использовать полимеры МС Вioхан, Сульфацилл, которые образуют непрочные водородные связи с породой пласта.
2. Установлено, что в составах с конденсируемой твердой фазой за счет формирования дисперсной фазы с частицами, различными по форме и размерам, образующийся в пласте непроницаемый блокирующий экран при незначительной его толщине, выдерживает перепады давления в 1,5 -2 раза больше, чем в составах, имеющих одинаковую форму частиц конденсируемой фазы (солегели, гидрогели).
3. Доказано, что полимерные блокирующие составы с органическим наполнителем и полимерные гидросолегелевые составы оказывают минимальное отрицательное влияние на набухаемость и изменение структурно-механической прочности породы за счет минимального проникновения в пласт, обеспечиваемого компонентным составом и тиксотропностью, что значительно снижает протекание физико-химических реакций при контакте растворов (или жидкой фазы растворов) с породами пласта.

4. Выявлены зависимости сроков гелеобразования в силикатных системах на основе реагента «Монасил» от значения pH. Максимальная по времени устойчивость зелей с наиболее продолжительным периодом гелеобразования наблюдается при pH 1,5 – 3,0. Минимальная устойчивость зелей и быстро протекающий процесс образования геля наблюдается в области pH ~ 7,0. Выше pH 7,0 гель не образуется, так как в этом случае частицы кремнезема, заряженные отрицательно, взаимно отталкиваются, и происходит только лишь рост частиц без их агрегации.

5. Установлена эффективность применения НТФ, винной и лимонной кислот в качестве гелеобразователей в силикатных системах.

6. Усовершенствованы действующие и разработаны новые технологические жидкости и технологии, обеспечивающие сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта газовых скважин месторождений и ПХГ в условиях АНПД.

Практическая значимость работы.

Практическая значимость работы характеризуется соответствием направления исследований содержанию научно-технических программ, в том числе отраслевой программы НИОКР ОАО «Газпром» в области бурения и капитального ремонта газовых и газоконденсатных скважин.

1. Разработаны составы для временного блокирования продуктивного пласта в условиях АНПД на месторождениях и ПХГ с различной проницаемостью коллектора и пластовой температурой от 20 до 150 °С (патент РФ № 2301247).

2. Разработан гелеобразующий состав для изоляции водопритокров на основе порошкообразного силиката марки «Монасил» и органической кислоты и технология изоляции подошвенных вод, включающая создание водоизоляционного барьера в пласте разработанным маловязким гелеобразующим составом на основе силикатного реагента «Монасил» и установку цементного моста в скважине (патент РФ № 2373388).

3. Результаты проведенных исследований по разработке технологий и составов изолирующих жидкостей, выполненные по теме диссертации, были реализованы при проведении ремонтных работ на месторождениях ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Ямбург», Пунгинском ПХГ ООО «Газпром трансгаз Югорск» и др.

Совокупная экономическая эффективность от внедрения разработанных технологий в пересчете на одну скважину составляет более 16 млн. руб.

4. На основании обобщения и проведения теоретических, лабораторных и промысловых исследований разработаны: «Инструкция по технологии приготовления и применения составов для глушения скважин с временным блокированием продуктивного пласта Пунгинского ПХГ»; «Регламент по глушению, блокировке призабойной зоны пласта, вызову притока и освоению газовых и газоконденсатных скважин Ям-

бурского ГКМ»; «Регламент по глушению скважин с временным блокированием продуктивного пласта на месторождениях ООО «Надымгазпром» и др.

Соответствие диссертации научной специальности

В соответствии с формулой специальности 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин (технические решения)» представленная диссертационная работа является прикладным исследованием, направленным на решение технических проблем, связанных с совершенствованием действующих и разработкой новых технологически жидкостей и технологий, обеспечивающих сохранение фильтрационно-емкостных свойств пласта и повышение технико-экономических показателей ремонта скважин.

Апробация работы.

Основные результаты диссертационной работы докладывались на Межрегиональной научно-технической конференции по проблемам газовой промышленности России, посвященной 35-летию ДАО «СевКавНИПИГаз» (Ставрополь, 1997); III Региональной научно-технической конференции «Вузовская наука – Северо-Кавказскому региону» (Ставрополь, 1999); Международной научно-практической конференции «Проблемы капитального ремонта скважин» (Ставрополь, 2004); научно-практической конференции молодых ученых и специалистов, посвященной 80-летию Н.Р. Акопяна «Газовой отрасли – энергию молодых ученых» (Ставрополь, 2006); научно-практической конференции молодых ученых и специалистов, посвященной 45 летию ОАО «СевКавНИПИГаз» «Газовой отрасли – энергию молодых ученых» (Ставрополь, 2007).

В полном объеме содержание диссертационной работы было доложено и обсуждено на заседании секции Ученого совета «Бурение и капитальный ремонт скважин, ПХГ и экология» ОАО «СевКавНИПИГаз».

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 15 печатных работ, в том числе 4 патента РФ на изобретения.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, списка использованной литературы, включающей 126 наименований. Работа изложена на 153 страницах машинописного текста, содержит 16 рисунков, 27 таблиц и 2 приложения.

Автор выражает признательность научному руководителю, д.т.н., профессору Р.А. Гасумову и благодарит Т.Ш. Вагину, В.Г. Мосиенко за научные консультации, теоретическую и практическую помощь в проведении исследований. Так же автор выражает благодарность К.М. Тагирову, С.В. Долгову, С.Б. Бекетову за полезные советы и консультации в процессе выполнения работы. Автор считает своим долгом выразить признательность сотрудникам ОАО «СевКавНИПИГаз» за оказанную помощь в работе.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, отмечены цель работы, задачи исследований, научная новизна и практическая значимость представленной работы.

Первая глава посвящена анализу технологий и технологических жидкостей, применяемых при ремонте скважин и направленных на сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта. Обобщение результатов отечественного и зарубежного опыта в области совершенствования технологий ремонтных работ позволило выявить причины ухудшения фильтрационно-емкостных характеристик ПЗП и выделить технологические операции, результативность выполнения которых существенно влияет на сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта – это глушение скважин и изоляция водопритокров.

В отечественной и зарубежной практике этим вопросам уделяется большое внимание, так как данные технологические операции входят в комплекс мероприятий по восстановлению производительности скважин и повышению газо- и нефтеотдачи пластов.

Вопросы временного блокирования продуктивного пласта рассматривались в работах В.А. Амияна, А.В. Амияна, А.И. Акульшина, Д.А. Галяна, Р.А. Гасумова, Е.М. Духненко, С.В. Долгова, Б.Н. Зарубина, В.И. Нифантова, С.А. Рябоконь, К.М. Тагирова, А.М. Шарипова, В.Е. Шмелькова и др.

Вопросы изоляции притока пластовых вод широко освещены в работах Л.К. Алтуниной, А.У. Бальдекова, А.И. Бережного, Ю.В. Земцова, Р.К. Ишкаева, В.А. Кана, В.А. Кувшинова, А.В. Маляренко, Р.С. Мухаметзяновой, Л.А. Скородиевской, Р.Н. Фахретдинова и др.

Однако изменяющиеся условия эксплуатации месторождений не всегда позволяют использовать известные разработки, и проблема сохранения ФЕС не становится менее актуальной.

На основании проведенного комплексного анализа технологий глушения скважин и изоляции водопритокров поставлена цель работы, основные задачи и пути их решения, направленные на сохранение ФЕС продуктивного пласта при ремонте скважин.

Во второй главе рассмотрены вопросы разработки рецептур жидкостей глушения для использования их в различных горно-геологических условиях и обеспечивающих сохранение коллекторских свойств пласта:

– для скважин с проницаемостью газоносного коллектора выше $0,5 \times 10^{-12}$ м² и пластовой температурой до +60 °С разработан *полимерный блокирующий состав с органическим наполнителем*, оказывающий минимальное влияние на механическую

прочность горных пород при высоких блокирующих свойствах и способности к деблокированию при депрессии 0,1-0,15 МПа;

– для скважин с проницаемостью газоносного коллектора до $0,5 \times 10^{-12}$ м² и пластовой температурой до +150 °С разработан *полимерный гидросолегелевый состав* на основе смешанных форм конденсируемых дисперсий, обеспечивающий при высоких блокирующих свойствах минимальное набухание глинистых минералов и сохранение доремонтной проницаемости пласта.

Полимерный блокирующий состав с органическим наполнителем включает: хлорид цинка, органический наполнитель, гликоль (ДЭГ или ТЭГ), водорастворимый полимер и воду.

Роль органического наполнителя в разработанном составе заключается в обеспечении заданной блокирующей способности состава. В экспериментальных исследованиях определялось влияние различных наполнителей на блокирующие свойства состава. Исследовалось большое количество наполнителей природного происхождения – Полицелл ЦФ, отход производства - табачная пыль (ТП), лигнин, отходы лесохимического производства, опилки и др. Планирование экспериментов и статистическая обработка результатов проводились по методике описанной в работе Рузинова Л.П. «Статистические методы оптимизации химических процессов».

Формирование кернов и их испытание проводились по методике, изложенной в работе Гасумова Р.А., Мосиенко В.Г. и др. «К вопросу о методике испытания изолирующей способности специальных технологических жидкостей и тампонажных растворов».

Результаты исследований органических наполнителей на блокирующую способность состава и восстановление начальной проницаемости образца представлены в *табл. 1*.

Выявлено, что все исследуемые наполнители природного происхождения обладают блокирующими свойствами, но в большей степени это относится к наполнителям Полицелл ЦФ и отход производства - табачная пыль (ТП), которые обеспечивают наилучшую изоляцию и сохранение первоначальной проницаемости. Улучшенные блокирующие характеристики состава обусловлены тем, что в процессе его приготовления происходит модификация наполнителя хлористым цинком. В результате этого целлюлоза приобретает эластичность и гибкость, что способствует повышению блокирующих свойств и лучшему удалению состава из пласта в процессе деблокирования.

Лигнин, отходы лесохимического производства, опилки и др. оказались менее эффективными по сравнению с наполнителями Полицелл ЦФ и отход производства - табачная пыль (ТП), так как обладают большой механической прочностью, жесткой структурой, и низкой эластичностью, что не позволяет создавать непроницаемый

блокирующий экран и восстановить исходную проницаемость пласта после проведения ремонтных работ.

Таблица 1

Влияния органических наполнителей на блокирующие свойства состава

Компонентный состав, масс.%								Блокирующая способность, ΔР, МПа	Коэффициент восстановления проницаемости, %
Органический наполнитель				ДЭГ	Хлорид цинка	Сульфатцелл	Вода		
Полицелл ЦФ	Табачная пыль (ТП)	Опилки	Лигнин						
5	-	-	-	35,0	6,0	2,0	ост.	12,0	98
7	-	-	-	35,0	6,0	2,0	ост.	15,0	97
10	-	-	-	35,0	6,0	2,0	ост.	18,0	99
-	5	-	-	35,0	6,0	2,0	ост.	12,0	98
-	7	-	-	35,0	6,0	2,0	ост.	14,0	98
-	10	-	-	35,0	6,0	2,0	ост.	16,0	97
-	-	5	-	35,0	6,0	2,0	ост.	3,0	82
-	-	7	-	35,0	6,0	2,0	ост.	3,5	82
-	-	10	-	35,0	6,0	2,0	ост.	4,0	83
-	-	-	5	35,0	6,0	2,0	ост.	4,5	87
-	-	-	7	35,0	6,0	2,0	ост.	5,0	87
-	-	-	10	35,0	6,0	2,0	ост.	5,5	89

В работе приведены исследования зависимости блокирующих и деблокирующих свойств состава от вида полимера и его концентрации при оптимальном содержании остальных компонентов. Использовались такие полимеры как сульфатцелл, МС Вioхан (биополимер), Сагохан (биополимер), ПАА, КМЦ и др. Результаты исследований зависимости блокирующих и деблокирующих свойств состава от вида полимера и его концентрации при оптимальном содержании остальных компонентов приведены в табл. 2.

Таблица 2

Зависимость блокирующих и деблокирующих свойств состава с наполнителем табачная пыль (ТП) от вида и концентрации полимера

Компоненты состава, масс. %				Блокирующие свойства					
Табачная пыль (ТП)	Сульфателл	МС Вюхан (биополимер)	ПАА	Керн	Проницаемость керна до блокиро- вания $K_1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$	Проницаемость керна после де- блокирования $K_2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$	Коэффициент вос- становления про- ницаемости K_2/K_1 $\cdot 100, \%$	Давление блоки- рования $P_{\text{блок}}$ МПа	Давление восста- новления прони- цаемости $P_{\text{деблок}}$ МПа
10,0	5,0	-	-	песч	1,2567	1,2189	97	12,0	0,15
	2,0	-	-	- " -	1,2160	1,1674	96	12,0	0,15
	1,0	-	-	- " -	1,2890	1,2374	96	12,0	0,15
10,0	-	0,9	-	- " -	1,2460	1,2335	99	15,0	0,15
	-	0,5	-	- " -	1,2421	1,2173	98	15,0	0,1
	-	0,3	-	- " -	1,2398	1,2150	98	14,0	0,1
10,0	-	-	0,9	- " -	1,2290	0,9046	74	12,0	0,5
	-	-	0,5	- " -	1,2188	0,8897	73	11,5	0,3
	-	-	0,3	- " -	1,2432	0,8951	72	11,0	0,3

Установлено, что полимеры «Сульфателл» и «МС Вюхан» в наилучшей степени соответствуют условиям сохранения ФЕС продуктивного пласта за счет образования непрочных водородных связей с породой пласта.

В работе представлен комплекс исследований по подбору концентраций компонентов состава, достаточных для достижения технического результата.

Основными компонентами разработанного полимерного гидросолегелевого блокирующего состава являются: карбоксиметилцеллюлоза, хлористый кальций, аммоний фосфорнокислый двузамещенный, ПАВ «Морпен» и вода.

В данном составе выбранное соотношение компонентов и использование более эффективного поверхностно-активного вещества – Морпен позволило получить дисперсную фазу с частицами разного размера и формы (кристаллического гидроортофосфата кальция и рентгеноаморфного гидроксида кальция), значительно улучшающие технологические свойства состава. Результаты исследований по подбору необходимых концентраций компонентов состава представлены в табл. 3.

Полимерный гидросолегелевый блокирующий состав

Компонентный состав, масс. %					Блокирующая способность, ΔP , МПа	Коэффициент восстановления проницаемости, %
КМЦ	CaCl_2	$(\text{NH}_4)_2\text{HPO}_4$	ПАВ «Морпен»	Вода		
2	7	20	0,05	70,95	22,8	98,5
0,5	9	21	0,50	69,0	24,0	99,0
1,5	12	19	1,00	66,5	25,0	99,0
1,5	9	20	-	69,5	20,0	75,0
0,4	8	20	0,2	71,4	18,0	78,0
2,1	6	20	0,5	71,4	10,0	68,0
1,5	13	19	0,1	66,4	23,5	65,0

В работе представлены исследования зависимости блокирующих свойств составов от вида конденсируемой твердой фазы. Установлено, что в составах с конденсируемой твердой фазой за счет формирования дисперсной фазы с частицами, различными по форме и размерам, образующийся блокирующий экран выдерживает перепады давления в 1,5 - 2 раза больше, чем в составах, имеющих одинаковую форму частиц конденсируемой фазы (солегели, гидрогели), что наглядно демонстрирует сравнительная диаграмма блокирующей способности составов с конденсируемой твердой фазой *рис. 1*.

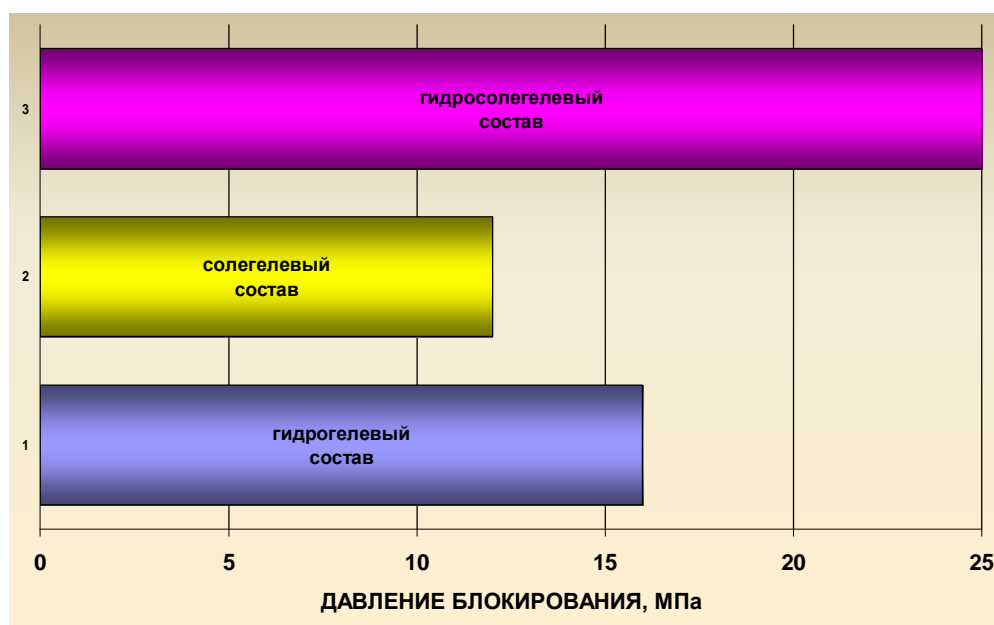
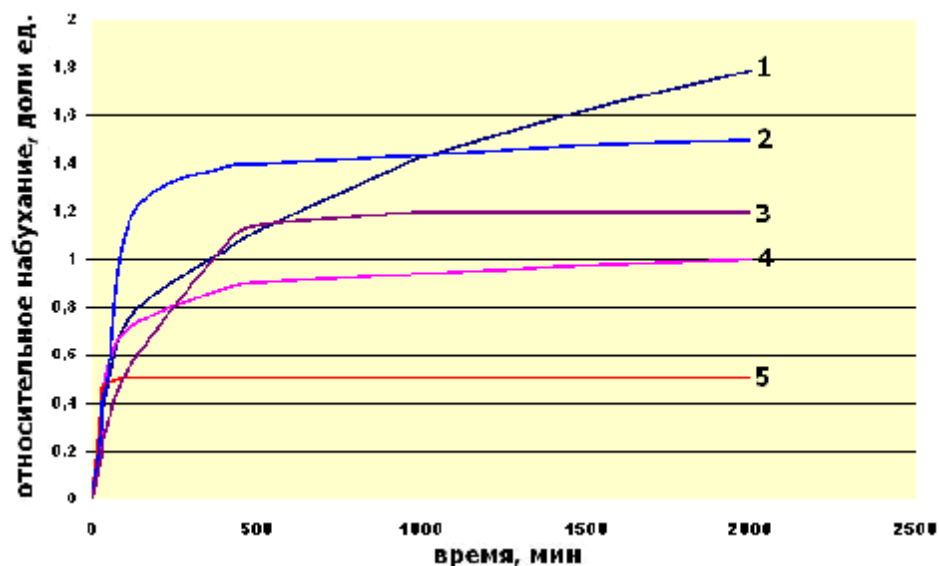


Рис. 1. Сравнительная диаграмма блокирующей способности составов с конденсируемой твердой фазой

Для выяснения возможности применения гидросолегелевого состава в условиях высоких пластовых температур, проведены исследования влияния высоких темпера-

тур (150°C) на изменение его реологических характеристик. Проведенные исследования позволили установить, что воздействие высоких температур (до 150°C) не оказывает существенного влияния на изменение реологических характеристик гидросолегелевого состава. Расслоения и термодеструкции не отмечается.

В первой главе показаны исследования влияния разработанных составов на набухаемость глинистых минералов *рис. 2* и механическую прочность горных пород *рис. 3*.



1 - вода, 2 - раствор хлористого кальция; 3 - раствор КМЦ; 4 - полимерный блокирующий состав с органическим наполнителем; 5 - гидросолегелевый состав

Рис. 2. Исследование набухания глинистых минералов горных пород в различных средах



Рис. 3. Влияние блокирующих жидкостей на структурно-механическую прочность породы пласта

В исследованиях по влиянию разработанных составов на набухаемость глинистых минералов использовались рекомендации по лабораторным методам определения характеристик набухающих грунтов, которые составлены в развитие главы СНиП «Основания зданий и сооружений. Нормы проектирования». Данные рекомендации основаны на применении метода К.Ф. Жигача и А.Н. Ярова, учитывающего начальную пористость образца и объем иммобилизованной жидкости.

Исследования механической прочности горных пород проводились с использованием пресса 2ПГ-10 и двухкоординатного самописца ПДС-021 по методике Л.А. Шрейнера.

Проведенными исследованиями установлено, что воздействие полимерного гидросолегелевого состава и полимерного блокирующего состава с органическим наполнителем оказывают минимальное отрицательное влияние на набухаемость и изменение структурно-механической прочности породы, что позволяет говорить об устойчивом поведении горных пород в процессе проведения ремонтных работ и сохранении ПЗП.

Влияние разработанных составов на ФЕС продуктивного пласта обусловлено, прежде всего, природой входящих в состав компонентов и вступающих в контакт с поверхностью минералов и выражается в таких физико-химических явлениях, как химическая и физическая адсорбции, ионообменные реакции, гидратация, набухание и др.

Полученные результаты экспериментальных исследований соответствуют существующим теоретическим представлениям о механизме ионно-обменных процессов в глинистых породах представленных в работах О. К. Ангелопуло, В. Д. Городнова, В. С. Новикова и др., согласно которым наименьшее набухание и разрушение глинистых материалов вызывают соли, катионы которых в силу своих геометрических размеров могут входить в пустоты кристаллической структуры глинистого материала, прочно срачивая его частицы.

В нашем случае катионы, имеющие диаметр меньше $2,88 \times 10^{-8}$ м, как у Na^+ и Ca^{2+} слишком малы, чтобы удерживать слои вместе и регидратация приводит к адсорбции воды, к вероятному обмену и набуханию. При взаимодействии с *гидросолегелевым составом* ионы аммония NH_4^+ лучше других подходят по радиусу для проникновения в пространство между двумя тетраэдрическими слоями глинистых минералов. Диаметры ионов аммония $2,86 \times 10^{-8}$ м соответственно очень близки к доступному расстоянию между пакетами глинистых частиц – $2,88 \times 10^{-8}$ м. Аммоний имеет наименьшую гидратационную энергию из всех катионов, что способствует межслойной дегидратации, соприкосновению слоев и образованию плотной структуры.

Технология применения, разработанных составов, заключается в закачке расчетного объема блокирующего состава в интервал продуктивного пласта с частичной

продавкой этого состава в пласт. Оставшийся объем скважины заполняется технологической жидкостью. В работе приведены несколько вариантов глушения скважин в зависимости от конструкции скважин, т.е. когда НКТ в скважине спущены до верхних перфорационных каналов, НКТ спущены в середину интервала перфорации и когда скважина оборудована пакером.

В третьей главе приведены результаты исследований по разработке водоизолирующих составов и технологии водоизоляционных работ для месторождений с различными горно-геологическими и климатическими условиями.

В настоящее время отечественной промышленностью освоен выпуск порошкообразных силикатных реагентов «Монасил», применение которых по сравнению с водными растворами имеет ряд преимуществ при работе в условиях отрицательных температур, что и обусловило его применение при разработке гелеобразующих составов.

На основании экспериментальных исследований выявлена зависимость сроков гелеобразования в силикатных системах на основе реагента «Монасил» в области рН 1,0 – 5,0 и в области рН выше 7. Установлено, что максимальная по времени устойчивость зелей с наиболее продолжительным периодом гелеобразования наблюдается при рН 1,5 – 3,0. Минимальная устойчивость зелей и быстро протекающий процесс образования геля наблюдается в области рН ~ 7,0. Выше рН 7,0 гель не образуется, так как в этом случае частицы кремнезема, заряженные отрицательно, взаимно отталкиваются, и происходит только лишь рост частиц без их агрегации, что соответствует существующим теоретическим представлениям о гелеобразовании в силикатных системах (Айлер, Кармен и др.)

В работе приведены исследования применения в качестве гелеобразователей различных кислот, выпускаемых отечественной промышленностью: винной, лимонной, НТФ, щавелевой, соляной, а также сульфаминовой кислоты.

Выявлено, что получение изолирующего экрана с периодом гелеобразования, достаточным для проведения технологических операций, обеспечивают НТФ, винная и лимонная кислота, в то время как использование щавелевой, соляной, а так же сульфаминовой кислоты не позволяют получить требуемые сроки гелеобразования. Приведены рецептуры гелеобразующих составов с различным временем гелеобразования (0,5 -48 часов).

В работе приведены исследования водоизолирующих свойств разработанных гелеобразующих составов на основе силикатного реагента «Монасил», что позволило обосновать достаточные концентрации компонентов состава для достижения высоких водоизоляционных свойств.

Результаты исследований водоизолирующей способности системы «Монасил – органическая кислота» представлены в *табл.4*.

Таблица 4.

Исследований водоизолирующей способности системы
«Монасил – органическая кислота»

Состав, масс. %	pH состава	Начальная условная вязкость, с	Время гелеобразования, час	Фракция песка, мм	Проницаемость керна по воде, м ²	Градиент давления начала фильтрации воды, МПа/м
Монасил – 3,3 НТФ – 10	3,5	16	12	0,14 – 0,25	$6,7 \cdot 10^{-12}$	4,0
Монасил – 3,3 Винная кислота – 10	3,0	16	12	0,14 – 0,25	$6,6 \cdot 10^{-12}$	3,0
Монасил – 2,7 Лимонная кислота – 10	3,8	16	12	0,14 – 0,25	$6,65 \cdot 10^{-12}$	4,2
Измерения проводили через 12 часов						

Проведенные исследования послужили основанием для разработки технологии изоляции подошвенных вод в газовых скважинах с АНПД. Технология включает совместную установку водоизоляционного экрана в глубине пласта с использованием разработанного гелеобразующего состава на основе силикатного реагента «Монасил» и установку изоляционного цементного моста.

Ниже приведены принципы технологического приема формирования водоизоляционного экрана по разработанной технологии рис. 4.

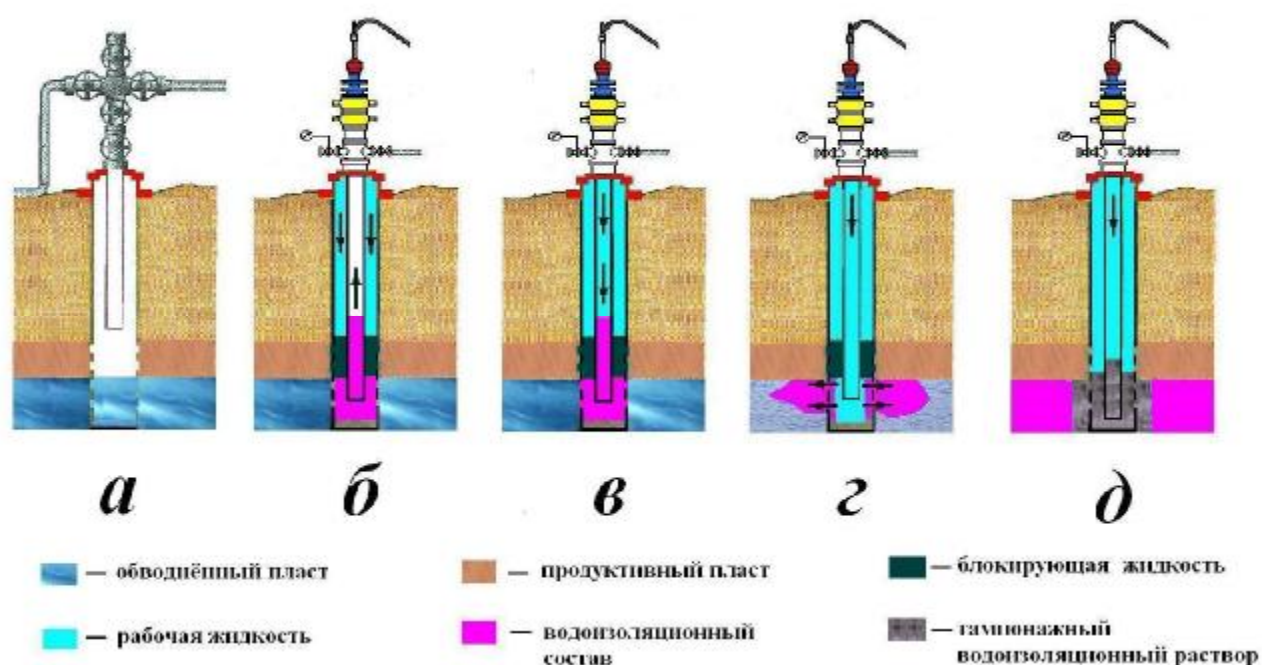


Рис. 4. Последовательность операций изоляции водопритоков

Высокая эффективность изоляционных работ, выполненных по разработанной технологии, достигается за счет использования изоляционных материалов, обладающих различной функциональной способностью по закупориванию водопроводящих каналов. В то время как крупные трещины заполняются цементным раствором, каналы и микротрещины тампонируются гелеобразующим составом на основе реагента «Монасил», обладающим высокой проникающей способностью.

Поскольку, в процессе проведения водоизоляционных работ, существует опасность попадания водоизоляционных составов в необводнённый продуктивный пласт, и как следствие этого, существенное снижение проницаемости продуктивного пласта или его полная потеря, технологией предусматривается возможность проведения дополнительной операции по сохранению ФЕС продуктивного пласта. Применяемые в настоящее время технологии включают в себя поэтапное проведение операций по сохранению ФЕС продуктивного пласта и изоляции обводнённого пласта.

Разработанная технология позволяет осуществить совмещение двух операций (временное блокирование продуктивного пласта, изоляция обводнённого пласта) в одну технологическую операцию путем последовательной закачки составов (*рис. 4 б*) и одновременного продавливания их в пласт (*рис. 4 в*).

Последовательная закачка составов осуществляется по затрубному пространству с размещением их строго в заданных зонах – изолирующий состав против водопроявляющего пласта, а блокирующий состав против газоносного пласта. Причём закачка по затрубному пространству составов и продавка их на забой в последовательности водоизоляционный состав – блокирующий состав позволяет избежать загрязнения водопроявляющего пласта и снижения его фильтрационных характеристик, что существенно влияет на качество проводимых водоизоляционных работ

Совмещение двух операций в одну технологическую операцию не только повышает качество водоизоляции, но и существенно упрощает процесс, а так же позволяет сократить сроки проведения работ, что повышает экономичность технологии.

После продавки водоизоляционного состава в НКТ закачивают расчётное количество тампонажного раствора с установкой цементного моста и продавкой части тампонажного раствора в обводнённый пласт (*рис. 4 д*).

Неразрывность процесса закачки водоизоляционного состава и тампонажного раствора обеспечивает более глубокое проникновение тампонажного материала в пласт и как следствие улучшения качества водоизоляционных работ. Это становится возможным за счёт сохранения высоких фильтрационных характеристик обводнённого пласта, полученных в процессе закачки водоизоляционного состава.

Для повышения качества блокирования газоносного пласта и сохранения его фильтрационно-емкостных свойств, в формулу определения объёма блокирующего состава вводится коэффициент n , учитывающий фильтрацию блокирующего состава в пласт.

$$V_{\text{БЛОК}} = 0,785(D^2 - d^2) \cdot h \cdot n \quad (1)$$

где $V_{\text{блок}}$ – объем блокирующей жидкости, м³;

D – внутренний диаметр экс. колонны, м;

d – наружный диаметр НКТ, м;

h – мощность газоносной части пласта, м;

n – поправочный коэффициент, учитывающий фильтрацию блокирующей жидкости в пласт в зависимости от проницаемости продуктивного пласта и давления блокирования.

Коэффициент n определяется экспериментальным путём для каждого блокирующего состава при площади фильтрации образца $S = 0,0005 \text{ м}^2$, проницаемости образца соответствующей проницаемости газоносного пласта, давлении блокирования выше давления, необходимого для продавливания водоизоляционного состава в пласт и равен:

$$n = 1 + \frac{V_{\text{нач}} - V_{\text{к}}}{V_{\text{нач}}} \quad (2)$$

где $V_{\text{нач}}$ – начальный объём блокирующей жидкости - 100 мл;

$V_{\text{к}}$ – объём блокирующей жидкости оставшийся после блокирования образца.

Для полимерного гидросолегелевого состава и полимерного блокирующего состава с органическим наполнителем, экспериментальным путём установлено значение коэффициента n равное 1,1 – 1,3.

Объём необходимого количества водоизолирующего состава для закачки в пласт рассчитывают по формуле, выведенной эмпирическим путём на основании экспериментальных исследований: В формулу 3 определения объёма водоизолирующего состава вводится градиент давления начала фильтрации пластовой воды через изоляционный экран $\text{grad } P_{\text{э}}$, позволяющий определить величину минимально допустимого изоляционного экрана с учетом изоляционных свойств разработанных гелеобразующих составов.

$$V = 0,785 \left(\frac{2P_{\text{дк}}}{\text{grad } P_{\text{э}}} \right)^2 \cdot H \cdot m, \quad (3)$$

где V – объем водоизолирующего состава, м³;

$P_{\text{д}}$ – величина депрессии в обводнённой части продуктивного пласта, МПа;

k – коэффициент запаса прочности изоляционного экрана, равный 1,2;

$\text{grad } P_{\text{э}}$ – градиент давления начала фильтрации пластовой воды через изоляционный экран, равный 4,0 МПа/м по данным проведенных экспериментальных исследований разработанных составов;

H – мощность обводнившейся части пласта, м;

m – открытая пористость пласта.

В четвертой главе приводятся результаты применения разработок на месторождениях Западной Сибири и ПХГ и прогнозная оценка экономической эффективности от внедрения разработанных технологий.

Технология глушения скважин с временным блокированием продуктивного пласта в условиях АНПД при проведении ремонтных работ с использованием полимерного блокирующего состав с органическим наполнителем.

Опытно-промышленные испытания проведены на скважинах 602, 147 Медвежьего и 232 скважине Юбилейного месторождений. В качестве блокирующей жидкости использовался полимерный состав с органическим наполнителем, включающий: цинк хлористый, водорастворимый полимер, органический наполнитель (Полицелл ЦФ), многоатомный спирт (ДЭГ) и воду.

Работы по глушению скважины 602 МГКМ проводились в следующей последовательности:

Был приготовлен блокирующий полимерный состав с органическим наполнителем в объеме 10 м^3 . Плотность блокирующего раствора 1080 кг/м^3 .

Затем приготовили 72 м^3 технологической жидкости для глушения скважины. Статическое давление на момент глушения скважины: $P = 1,78 \text{ МПа}$.

При закрытом затрубном пространстве закачали в НКТ 10 м^3 блокирующего раствора с последующей продавкой его промывочной жидкостью в объеме $17,4 \text{ м}^3$, со стравливанием газа из затрубного пространства и заполнением затрубного пространства промывочной жидкостью в объеме 7 м^3 . Конечное давление продавки составило $2,0 \text{ МПа}$. После 12 часов технологического отстоя и стравливания газовой шапки уровень в стволе скважины составил 140 м от устья. Скважина заглушена.

В процессе проведения всего комплекса ремонтных работ, поглощений рабочей жидкости не отмечено. По окончании работ скважина была легко освоена. Использование технологии позволило сохранить производительность скважины на доремонтном уровне и получить дополнительную прибыль за счет экономии времени на операциях по глушению (12 часов при средней продолжительности 24 часа) и освоению скважины (24 часа при средней продолжительности 48 часов).

Аналогичным образом были проведены работы и на других скважинах.

Технология глушения скважин с временным блокированием продуктивного пласта в условиях АНПД при проведении ремонтных работ с использованием полимерного гидросолегелевого блокирующего состава.

Опытно-промышленные испытания разработанной технологии и её внедрение были проведены на скважинах 516 Б, 518 Пунгинского ПХГ, 12202, 12206, 12602, 12908, 21606, 31613 Ямбургского и 142, 184 Ямсовейского месторождений. В качестве блокирующей жидкости использовался гидросолегелевый блокирующий состав включающий: карбоксиметилцеллюлозу, хлористый кальций, аммоний фосфорнокислый двузамещенный, ПАВ «Морпен».

Работы по временному блокированию продуктивного пласта на период ремонтных работ на скважине 12908 Ямбургского ГКМ проводились следующим образом.

Было приготовлено 5 м³ блокирующего состава, для чего в емкости V = 5 м³ приготовлен водный раствор КМЦ, путем растворения в 4,6 м³ подогретой технической воды 125 кг КМЦ. Затем 3,0 м³ приготовленного водного раствора КМЦ перекачали в отдельную емкость цементирующего агрегата и добавили 625 кг аммония фосфорнокислого двузамещенного. Перемешали до полного растворения. Затем сюда же добавили 15 л ПАВ «Морпен» и перемешали, не допуская вспенивания.

В оставшийся раствор КМЦ (1,6 м³, в чанке V = 5 м³) добавили 550 кг хлористого кальция. Перемешали до полного растворения хлористого кальция.

Смешали приготовленные растворы, до получения однородного состава плотностью, $\rho = 1150 \text{ кг/м}^3$.

Технологическая жидкость (ПБР) готовилась порционно, 10 приготовлений по 14 м³.

Обвязали ЦА-320 с трубным пространством. Параметры скважины $P_{\text{пл.}} = 21,5 \text{ МПа}$, пластовая температура 90 °С.

При открытом затрубном пространстве закачали в трубное пространство последовательно 38,2 м³ технологической жидкости (ПБР), 5 м³ гидросолегелевого блокирующего раствора, и 14 м³ технологической жидкости (ПБР).

Начальное давление закачки 90 кгс/см², конечное 150 кгс/см².

Закрыли скважину на тех. отстой для наблюдения за устьевым давлением в течение 12 часов.

После стравливания газовых шапок в трубном и затрубном пространствах давление 0 кгс/см². Долили до устья 2,5 м³ технологической жидкости (ПБР). Скважина заглушена.

В процессе проведения всего комплекса ремонтных работ, падения уровня и поглощений рабочей жидкости не отмечено. По окончании ремонтных работ скважина была легко освоена. Производительность скважины сохранена на доремонтном уровне. Аналогичным образом были проведены работы и на других скважинах.

Технология проведения работ по изоляции подошвенных вод в газовых скважинах с АНПД

Опытно-промышленные испытания проведены на скважинах 610, 1015, 725 и 825 Медвежьего месторождения.

Работы по изоляции подошвенных вод с использованием гелеобразующего состава на основе силикатного реагента «Монасил» на скважине 1015 МНГКМ проводились в следующей последовательности

Приготовили на скважине гелеобразующий состав на основе силикатного реагента «Монасил» в объеме 5 м³. Показатели гелеобразующего состава $\rho = 1090 \text{ кг/м}^3$, pH = 3,7

Низ НКТ 73 мм с «пером» установили на глубине 1119 м (подошва обводнённой части пласта).

При открытом затрубном пространстве и выходе раствора в приемную емкость закачали в НКТ-73 мм с «пером» последовательно тех. воду в объеме $2,0 \text{ м}^3$ и $3,4 \text{ м}^3$ гелеобразующего состава. Закрыли затрубное пространство и продолжили закачку $1,1 \text{ м}^3$ с продавкой его в пласт $0,2 \text{ м}^3$ тех. воды и промывочной жидкостью в объеме $3,2 \text{ м}^3$.

Конечное давление продавки составило 2,0 МПа.

Приготовили 8 м^3 цементного раствора с повышенными водоизоляционными характеристиками. Плотность цементного раствора составила 1940 кг/м^3 .

Работы по установке цементного моста проводили в следующей последовательности:

При открытом затрубном пространстве закачали в НКТ последовательно тех. воду в объеме $2,0 \text{ м}^3$ и $3,4 \text{ м}^3$ цементного раствора. Закрыли задвижку на затрубном пространстве и продолжили закачку цементного раствора в объеме $4,6 \text{ м}^3$ с продавкой его в пласт $0,2 \text{ м}^3$ тех. воды и промывочной жидкостью в объеме $3,2 \text{ м}^3$.

Конечное давление продавки 0 атм.

Произвели перепродавку по трубному и затрубному пространствам промывочной жидкостью в объеме 7 м^3 .

Подняли НКТ-73 мм с «пером» до глубины 850 м.

Закрыли скважину на ОЗЦ – 24 часа.

Допуском НКТ-73 мм с «пером» определили «голову» цементного моста на глубине 1087 м, что соответствует проектным показателям.

Применение технологии позволило снизить обводненность продукции до нуля и увеличить объем добываемого газа за счет возможности увеличения депрессии на пласт.

Аналогичным образом были проведены работы и на других скважинах.

Согласно «Временным методическим указаниям по определению коммерческой эффективности новой техники в ОАО «Газпром», введенной в действие с 1 октября 2001г., проведен расчет показателя ожидаемой коммерческой эффективности от внедрения разработанных технологий. Проведенный расчет показал, что применение разработок является эффективным, т.к. значение показателя чистого дохода положительно.

Совокупная экономическая эффективность от внедрения разработанных технологий в пересчете на одну скважину составляет около 16,7 млн. руб.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Установлено, что наполнители природного происхождения Полицелл ЦФ и отход производства - табачная пыль в результате растворения поверхностных слоев целлюлозы за счет модификации хлористым цинком, в лучшей степени обеспечивают блокирующие свойства состава с органическим наполнителем, а для обеспечения эффективности деблокирования продуктивного пласта и сохранения ФЕС пласта необходимо использовать полимеры МС Вюхан, Сульфацилл, которые образуют непрочные водородные связи с породой пласта.

2. Разработан состав с органическим наполнителем для временного блокирования пласта скважин, характеризующихся высокой проницаемостью и разрушаемостью коллекторов.

3. Установлено, что наиболее эффективными жидкостями блокирования продуктивных пластов, представленными низкопроницаемыми коллекторами, склонными к набуханию и пластовой температурой до +150 °С, являются составы с конденсированной твердой фазой, имеющие частицы различные по форме и размерам. Разработан и защищен патентом РФ гидросолегелевый состав, обладающий высокой ингибирующей способностью и обеспечивающий сохранение фильтрационно-емкостных свойств пласта при высоком качестве блокирования скважины и её деблокировании в процессе освоения.

4. Доказано, что полимерные блокирующие составы с органическим наполнителем и полимерные гидросолегелевые составы оказывают минимальное отрицательное влияние на набухаемость и изменение структурно-механической прочности породы за счет минимального проникновения в пласт, обеспечиваемого компонентным составом и тиксотропностью, что значительно снижает протекание физико-химических реакций при контакте растворов (или жидкой фазы растворов) с породами пласта.

5. Выявлены зависимости сроков гелеобразования в силикатных системах на основе реагента «Моносил» от значения pH. Максимальная по времени устойчивость золь с наиболее продолжительным периодом гелеобразования наблюдается при pH 1,5 -3,0. Минимальная устойчивость золь и быстро протекающий процесс образования геля наблюдается в области pH ~ 7,0. Выше pH 7,0 гель не образуется.

6. Установлена эффективность применения различных кислот в качестве гелеобразователей в силикатных системах. Необходимую прочность изолирующего экрана с периодом гелеобразования, достаточным для проведения технологических операций, обеспечивают НТФ, винная и лимонная кислота.

7. Разработан гелеобразующий состав для изоляции водопритоков на основе порошкообразного силиката марки «Моносил» и органической кислоты, использование которого значительно повышает эффективность и технологичность процесса водозоляции.

8. Разработана технология изоляции подошвенных вод, включающая создание водоизоляционного барьера в пласте разработанным маловязким гелеобразующим составом и установку цементного моста в скважине.

9. Результаты проведенных исследований и разработки, полученные в рамках данной диссертации, внедрены при ремонте скважин Медвежьего НГКМ, Юбилейного ГКМ, Ямсовейского ГКМ, Ямбургского ГКМ, Пунгинского ПХГ.

Показатель ожидаемой коммерческой эффективности от внедрения в пересчете на одну скважину составляет 16,7 млн. руб.

Основное содержание диссертации опубликовано в 15 работах, из которых работы № 7, 10, 11 включены в перечень рецензируемых научных журналов и изданий, выпускаемых в РФ в соответствии с требованиями ВАК Минобразования и науки РФ.

1. Исследование влияния газообразных агентов на устойчивость стенки ствола скважины/ Р.А. Гасумов, Т.Ш. Вагина, А.А. Гаврилов и др. //Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации ПХГ: сборник научных трудов. / СевКавНИПИгаз. – Ставрополь, 2002.

2. Критерии выбора и разработка составов для глушения скважин на месторождениях с АВПД/ Р.А. Гасумов, Т.Ш. Вагина, А.А. Гаврилов и др. //Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин на месторождениях и ПХГ: сборник научных трудов. / СевКавНИПИгаз. – Ставрополь, 2004.

3 Влияния блокирующих жидкостей на структурно-механическую прочность породы пласта. / Р.А. Гасумов, Т.Ш. Вагина, А.А. Гаврилов, Д.Ю. Воропаев //Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин на месторождениях и ПХГ: Тез. докл. междунар. научн-практ. конф. (г. Кисловодск, 22-26 сент. 2003 г)./ СевКавНИПИгаз. – Ставрополь, 2003. – С. 98.

4 Гасумов Р.А., Вагина Т.Ш., Гаврилов А.А. Исследования кинетики набухания глинистых минералов при создании технологических жидкостей для ремонтно-изоляционных работ // Проблемы капитального ремонта скважин: Тез. докл. междунар. научн-практ. конф. (г. Кисловодск, 2004 г.)./ СевКавНИПИгаз. – Ставрополь, 2004.

5 Гасумов Р.А., Вагина Т.Ш., Гаврилов А.А. Блокирующие составы для проведения ремонтных работ на газовых и газоконденсатных скважинах с АНПД месторождений Крайнего Севера //Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин на месторождениях и ПХГ: сборник научных трудов. / СевКавНИПИгаз. – Ставрополь, 2005.

6 Разработка блокирующего состава с органическим наполнителем для глушения с временным блокированием продуктивного пласта скважин месторождений ООО

«Надымгазпром» / Р.А. Гасумов, Т.Ш. Вагина, А.А. Гаврилов, В.Ф. Белова// Тезисы докладов научно-практической конференции молодых учённых и специалистов, посвящённой 80 - летию Н.Р. Аюпова / СевКавНИПИгаз. – Ставрополь, 2006

7 Гасумов Р.А., Вагина Т.Ш., Гаврилов А.А. Глушение скважин с временным блокированием продуктивного пласта на газовых скважинах с АНПД месторождений Крайнего Севера // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – №9. – С. 37.

8 Ограничения притока подошвенных вод в газовых и газоконденсатных скважинах / Р.А. Гасумов, Т.Ш. Вагина, А.А. Гаврилов, И.Ю. Шихалиев, С.В. Мазанов // Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин на месторождениях и ПХГ: сб. научных трудов. / СевКавНИПИгаз – Ставрополь, 2005.

9 Результаты лабораторных исследований водоизолирующих составов /Р.А. Гасумов, Т.Ш. Вагина, А.А. Гаврилов, Р.Н. Каллаева, Г.Н. Пестерников, С.П. Пучков// Государственный концерн "Газпром", ВНИИгаз. "Технология строительства газовых и газоконденсатных скважин": сб. научных трудов./ ВНИИгаз. – М.,1996.

10 Гасумов Р.А., Гаврилов А.А., Вагина Т.Ш. Предупреждение слипания влажного песка при сооружении гравийного фильтра в газовой среде // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. –2009. – №9.

11 Гасумов Р.А., Гаврилов А.А., Вагина Т.Ш. Гидросолегелевый блокирующий состав и технология его применения на скважинах Западно-Сибирского нефтегазового Бассейна // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. –2009. – №10.

12 Пат. 2012776 Российская Федерация, МПК⁵ Состав для временной изоляции пласта /С.В. Долгов, Т.Ш. Вагина, А.А. Гаврилов, А.П. Рудой; заявитель и патентообладатель ОАО «СевКавНИПИгаз». – №4943511/03 , заявл. 07.06.91; опубл.15.05.94. Бюл. № 9.

13 Пат. 2301247; Российская Федерация, МПК⁵ Состав для временной изоляции пласта /Р.А. Гасумов, Т.Ш. Вагина, А.А. Гаврилов; заявитель и патентообладатель ОАО «СевКавНИПИгаз»; заявл. 30.09.05; опубл.20.06.07. Бюл. № 17.

14 Пат.2271444; Российская Федерация, МПК⁷ Способ ограничения притока пластовых вод /Р.А. Гасумов, Т.Ш. Вагина, А.А. Гаврилов; заявитель и патентообладатель ОАО «СевКавНИПИгаз»; заявл.06.08.2004; опубл.10.03.06. Бюл. № 7.

15 Пат.2373388; Российская Федерация, МПК⁷ Способ изоляции притока подошвенной воды в газовых скважинах/Р.А. Гасумов, А.А. Гаврилов, Т.Ш. Вагина; заявитель и патентообладатель ОАО «СевКавНИПИгаз»; заявл.09.01.2008; опубл.20.11.09. Бюл. № 32.