

ЯГУДЕЕВ РАХМЕТУЛЛА ШАМАРДАНОВИЧ

**Разработка оптимальных условий эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений
путем качественного цементирования скважин**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Автореферат
диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Республика Казахстан
Алматы, 2010

Работа выполнена в Казахском национальном техническом университете им. К.И. Сатпаева и ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» (г. Атырау)

Научные руководители: доктор химических наук,
профессор **Алиев Н.У.**
кандидат физико-математических наук,
доцент **Баймухаметов М.А.**

Официальные оппоненты: доктор технических наук,
профессор **Ахметжанов Т.К.**
кандидат технических наук,
доцент **Джиембаева К.И.**

Ведущая организация РГКП «Каспийский государственный университет технологии и инженеринга имени Ш. Есенова»

Защита состоится « 27 » мая 2010 года в 16.00 на заседании диссертационного совета Д 14.15.07 при Казахском национальном техническом университете им. К.И. Сатпаева по адресу: 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22, конференц-зал НК, 1 этаж.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Казахского национального технического университета им. К.И.Сатпаева МОН РК по адресу: 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22, ГМК.

Автореферат разослан « » апреля 2010 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук, профессор

Шейх-Али Д.М.

ВВЕДЕНИЕ

Общая характеристика работы. В диссертационной работе представлены результаты аналитического и экспериментального обоснования выбора оптимальных условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений путём качественного цементирования скважин на примере нефтяных месторождений Западного Казахстана.

Актуальность работы. Одной из важнейших задач топливно-энергетического комплекса Казахстана является крупномасштабное наращивание запасов углеводородного сырья и ускоренная разработка вновь открытых месторождений. Эта проблема тесно связана с разведкой и освоением нефтяных и газовых месторождений Западного Казахстана и казахстанского сектора шельфа Каспийского моря.

Известно, что цементирование скважин является одной из основных задач, требующей решения при строительстве и освоении скважин. Результатом цементирования должно быть предотвращение межпластовых перетоков и формирование герметичного цементного кольца. На практике выполнение этой задачи трудноразрешимо из-за недостаточной изученности всех факторов, влияющих на образование цементного камня и идеализации процессов, происходящих в затрубном пространстве. В процессе вскрытия проницаемых пластов изменяется температура и пластовые давления, происходит замещение пластового флюида закачиваемыми агентами. Существенное влияние на герметичность заколонного пространства оказывает оснастка, подготовка ствола скважины к проведению тампонажных работ, составы тампонажных смесей и буферных жидкостей, средства и технологические способы цементирования. В процессе эксплуатации скважин сформированный цементный камень и обсадная колонна подвергаются воздействию различных нагрузок. Все это отражается на долговечности и надежной работе скважины и на интенсификации добычи нефти, остается одной из острейших проблем приводящих к невосполнимым потерям нефти и газа из-за аварии, загрязнению недр, ухудшению экологической обстановки, создающей угрозу пожара, поэтому в настоящее время актуальным является вопрос разработки оптимальных условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Цель работы – научная разработка основ технологических решений в области крепления стволов, направленных на повышение эффективности эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, путём теоретического исследования устойчивости формы кругового контура скважины по отношению к малым возмущениям, которые возникают в процессе строительства скважин, анализа явления кавернообразования первого и второго рода и нахождения предельной глубины скважины, на которых начинается процесс развития каверн, а также исследование структуры цементного камня.

Задачи исследования:

найти оптимальные условия эксплуатации нефтяных и газовых месторождений путем качественного цементирования скважин; а именно:

– теоретическим исследованием устойчивости формы кругового контура скважины по отношению к малым возмущениям, которые возникают в процессе строительства скважин, явления кавернообразования первого и второго рода, решением краевой задачи в классе органических и неорганических потенциалов, получением предельной глубины скважины, на которой начинается процесс развития каверн,

– исследованием тампонажных материалов пониженной плотности, соответствующих современным условиям цементирования глубоких нефтяных и газовых скважин;

– подбором эффективных методов улучшения технологических свойств тампонажных растворов пониженной плотности;

– исследованием коррозионной стойкости тампонажных материалов пониженной плотности;

– изучением структуры цементного камня

Научная новизна работы:

разработаны оптимальные условия эксплуатаций нефтяных и газовых месторождений путем качественного цементирования скважин; а именно:

– теоретически решены задачи устойчивости формы кругового контура скважины по отношению к малым возмущениям, которые возникают в процессе строительства скважин, а также явления кавернообразования первого и второго рода, получены решения краевой задачи в классе органических и неорганических потенциалов, предельной глубины скважины, на которых начинается процесс развития каверн.

– теоретически обоснована и экспериментально подтверждена возможность получения тампонажных растворов пониженной плотности в широком интервале плотностей на основе вяжущего и карбонатных добавок;

– экспериментально подтверждено, что продукты затвердевания облегченных известково-кремнеземистых растворов - тоберморит и ксонотлит оказывают значительное влияние на качественное цементирование скважин и повышают прочность цементного камня;

– теоретически обосновано и экспериментально подтверждено повышение коррозионной стойкости тампонажного материала карбонатсодержащей и силикатной добавкой.

Практическая ценность. Составлены требования к тампонажным системам пониженной плотности в целом и к их составляющим. Найдены рецептуры облегченных тампонажных материалов для температурного интервала 20-120 °С.

Реализация работы в промышленности. Проведено опытно-промышленное испытание расширяющей добавки НРВ на месторождении Северный Жанаталап, в результате которого удалось поднять коэффициент качества цементирования скважин с 0,74 до 0,93.

Основные положения, выносимые на защиту:

– теоретическое решение задачи устойчивости формы кругового контура скважины по отношению к малым возмущениям, которые возникают в процес-

се строительства скважин, и нахождение глубины скважины, на которой начинается процесс развития каверн.

– разработка нового цемента с низкой плотностью, обеспечивающую в условиях глубоких скважин удовлетворительные свойства цементного камня при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений;

– изучение оптимального распределения пор по радиусам цементного камня при разных водоцементных отношениях;

– исследование влияния добавки высоко-коллоидной бентонитовой глины на стабилизацию цемента;

– исследование влияния на свойства цементного камня добавок известково-кремнезёмистого вяжущего и фтористых солей, улучшающие свойства цементного камня;

– подбор расширяющие добавки НРВ путём модифицирования негашеной извести.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на научно-практической конференции «Нефтепереработка и нефтехимия-2002» (г Уфа, 2002), на международной научно-методической конференции «Совершенствование взаимосвязи образования и науки в XXI веке» (г Шымкент, 2006), на международной научно-технической конференции «Инновационные пути развития нефтегазовой отрасли республики Казахстан» (г Алматы, 2007) и международной научно-практической конференции «Проблемы инновационного развития нефтегазовой индустрии» (Алматы, 2008).

Личный вклад автора заключается в непосредственном выполнении экспериментальной части работы, обобщении и интерпретации полученных экспериментальных данных

Публикации. Основные результаты диссертации опубликованы в 17 научных работах, в том числе 8 в изданиях рекомендованных Комитетом по контролю в сфере образования и науки РК и в 4 международных научных конференциях.

Структура и объём работы. Диссертационная работа состоит из введения, 6 разделов, выводов, приложений, содержит 129 страниц машинописного текста, включая 36 рисунков, 15 таблиц и списка использованной литературы из 149 наименований.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Во введении обоснована актуальность рассматриваемой проблемы, сформулированы цели и задачи диссертационной работы, основные научные положения, их достоверность, показана научная новизна и практическая ценность результатов исследования.

В первом разделе приведен критический обзор исследований, посвященных рассматриваемой проблеме, дана постановка цели работы и определены задачи исследований.

Одним из самых сложных этапов строительства скважин и эксплуатации месторождения является цементирование обсадных колонн, часто осложненное недоподъемами тампонажного раствора до проектной высоты.

Причинами данного вида осложнений чаще всего являются несоответствие тампонажных материалов геолого-техническим условиям бурения; неправильный выбор технологии цементирования; неправильный расчет параметров тампонажного раствора и др.

Анализ литературных и промысловых данных показывает, что из-за низкой прочности цементного камня не удается сформировать надежный герметичный контакт цементного камня с породой и колонной. Снижение прочности связано с большой водопотребностью, а последняя, в свою очередь, ухудшает седиментационную устойчивость и увеличивает водоотдачу, снижает коррозионную стойкость камня в агрессивных средах.

Поэтому, одним из основных условий качественного цементирования скважин является использование облегченных, седиментационно-устойчивых тампонажных растворов, твердеющих с образованием прочного и безусадочного цементного камня, стойкого в агрессивных средах.

В общем случае плотность получаемого тампонажного раствора зависит от плотности твердой фазы, водоцементного отношения (В/Ц) и плотности жидкости затворения. При этом для понижения плотности тампонажного раствора можно оперировать только двумя факторами. Это водоцементное отношение и плотность твердой фазы.

Для того, чтобы снизить плотность тампонажного раствора, необходимо либо увеличить водоцементное отношение, либо понизить плотность твердой фазы. Но увеличение водоцементного отношения раствора приводит к большому числу негативных побочных эффектов, основными из которых являются уменьшение прочности и ухудшение структуры цементного камня. Приведены данные по теоретическим основам вяжущих минеральных материалов

Во втором разделе диссертации проведено исследование устойчивости формы кругового контура скважины по отношению к малым возмущениям формы контура, которые возникают в процессе строительства скважин. Проведено исследование явления кавернообразования первого и второго рода. Получены решения краевой задачи в классе ограниченных и неограниченных потенциалов. Получена предельная глубина скважины, на которых начинается процесс развития каверн.

Рассмотрена задача о локальной неустойчивости стенок скважины. Наряду с проблемой углубления забоя проблема сохранения устойчивости стенок – основная часть общего цикла строительства скважин. Под действием горного давления и давления бурового раствора в результате обменных процессов, происходящих на поверхности стенок, химического и термического взаимодействий ствол скважины может подвергаться различным необратимым деформациям: кавернообразованию, обвалам и осыпям, трещинообразованию, сужению ствола, образованию грифонов и т. д. В катастрофических случаях вследствие

нарушения стенок скважины она может прекратить существование. Как правило, эти процессы развиваются тем интенсивнее, чем больше глубина скважины. Разумеется, многое зависит от свойств горных пород и промывочного раствора. Постоянный рост средней глубины разведочных и эксплуатационных скважин, планы строительства сверхглубоких и наклонно-направленных скважин делают особенно актуальной разработку теоретических аспектов проблемы устойчивости стенок глубоких скважин.

Важнейший фактор в таких условиях – горное давление от вышележащих пород. Существенные технологические трудности при сверхглубоком бурении вызываются также повышением температуры.

Скважина представляет собой цилиндрическую полость $r < r_0$; $0 < z < H$ в земной коре $z < H$, где rz – цилиндрические координаты (z совпадает с осью скважины, рис. 1, а). Забой скважины (торец цилиндра при $z=0$) разрушается под действием зубцов долота. Стенки скважины и забоя на больших глубинах под влиянием горного давления разрушаются, поэтому действительная форма скважины весьма далека от цилиндрической.

Рассмотрим этот процесс естественного разрушения вдали от забоя (практически на расстоянии, большем $5r_0$).

Обозначим через q невозмущенное вертикальное горное давление, а через ηq невозмущенное боковое горное давление; коэффициент бокового распора η в зависимости от геотектонических условий может быть как меньше, так и больше единицы.

Вдали от скважины

$$\sigma_z = -q; \sigma_r = \sigma_\theta = -\eta q \quad (q > 0). \quad (1)$$

Величина q равна $\rho g H$, где g – ускорение свободного падения; ρ – средняя плотность вышележащих горных пород; H – расстояние рассматриваемой точки от поверхности Земли.

Рассмотрим начальный круговой контур скважины, созданной буровым инструментом (ее поперечное сечение изображено на рис. 1, б). Некоторая точка O на стенке этой скважины будет находиться под действием трехосного сжатия напряжениями

$$\sigma_z = -q; \sigma_r = -p; \sigma_\theta = p - 2\eta q. \quad (2)$$

Здесь p – гидростатическое давление жидкости в скважине. Окружное напряжение σ_θ получается из решения соответствующей задачи теории упругости для кругового отверстия.

Возможны два случая: 1) $|\sigma_\theta| > |\sigma_z| > |\sigma_r|$, когда $p - 2\eta q < -q$, т. е. $(2\eta - 1) > p$; 2) $|\sigma_z| > |\sigma_\theta| > |\sigma_r|$, когда $p - 2\eta q > -q$, т. е. $(2\eta - 1) < p$.

В этих случаях характер локальных разрушений в точке O будет различным и по-разному будет протекать процесс кавернообразования.

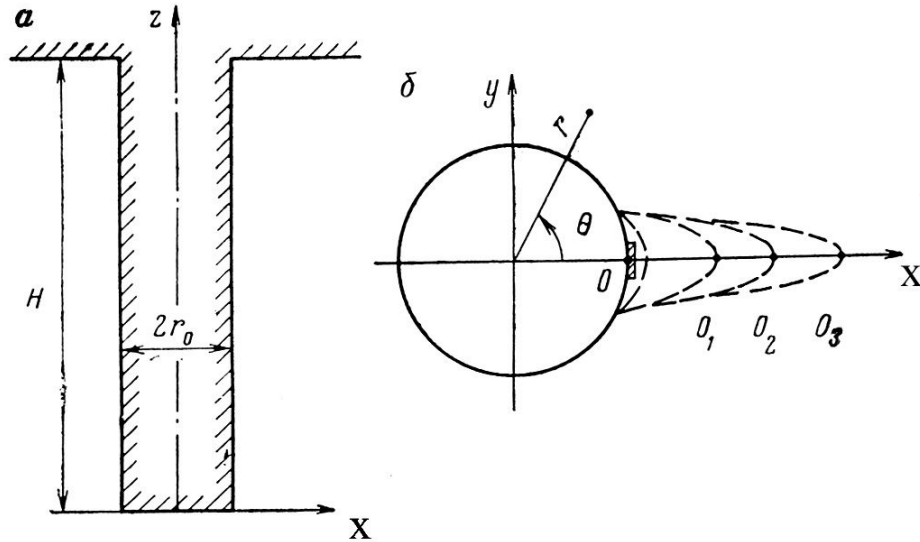


Рисунок 1 – Схема локального разрушения стенок скважины

Критерий локального разрушения можно представить в виде поверхности $f(\sigma_z, \sigma_r, \sigma_\theta) = 0$, охватывающей начало координат в пространстве $\sigma_z \sigma_r \sigma_\theta$. В интересующей нас области сжимающих напряжений $\sigma_z < 0, \sigma_r < 0, \sigma_\theta < 0$ при $|\sigma_z| > |\sigma_r|$ и $|\sigma_\theta| > |\sigma_r|$ эта поверхность может быть представлена следующим образом:

$$\sigma_\theta = -\sigma_c + \delta(\sigma_z + \sigma_r) \text{ при } |\sigma_\theta| > |\sigma_z| > |\sigma_r|; \quad (3)$$

$$\sigma_z = -\sigma_c + \delta(\sigma_\theta + \sigma_r) \text{ при } |\sigma_z| > |\sigma_\theta| > |\sigma_r|;$$

Здесь δ и σ_c – эмпирические константы, подобранные так, чтобы лучше описать экспериментальные данные в исследуемом диапазоне напряжений.

Число δ подобно коэффициенту Пуассона удовлетворяет неравенству $0 \leq \delta \leq 1/2$. Без большой ошибки его можно считать равным $1/2$ (это соответствует эксперименту, который показывает, что прочность при всестороннем сжатии, когда $\sigma_r = \sigma_z = \sigma_\theta$, во много раз превышает прочность при одноосном сжатии).

Подставляя (2) в (3), находим следующее условие локального разрушения в точке O :

$$(2\eta - \delta)q = \sigma_c + p(1 + \delta) \text{ при } 2\eta q - p > q > p; \quad (4)$$

$$q(1 - 2\delta\eta) = \sigma_c \text{ при } (2\eta - 1) < p < \eta q$$

При $(2\eta - 1)q > p$ сдвигка в точке O стенки скважины в момент локального разрушения будет происходить вдоль плоскости параллельной оси z , а при $(2\eta - 1)q < p$ – вдоль плоскости, наклоненной к оси z под некоторым углом и параллельной касательной к окружности контура скважины в точке O .

Исследуем устойчивость формы кругового контура скважины по отношению к малым возмущениям формы контура, неизбежным в процессе строительства скважин. Пусть, например, вблизи точки O имеется весьма малая выемка (см. рис. 1, б). Эта выемка приведет к дополнительной концентрации напряжений в окрестности этой точки, вследствие чего при увеличении горного давления локальное разрушение в ней произойдет раньше, чем в других точках кругового контура скважины. Очевидно, ввиду непрерывного увеличения концен-

трации напряжений в растущей выемке, процесс локального разрушения будет самоподдерживающимся до тех пор, пока система не придет в устойчивое состояние равновесия (т. е. пока скважина не примет новую форму, устойчивую по отношению к неизбежным малым возмущениям).

Рассматриваемые горные породы обладают следующим свойством: образование области предельного состояния означает разделение на мелкие несвязанные частицы во всех точках этой области; эти частицы вымываются буровым раствором, пока не произойдет вырождения области предельного состояния в некоторую поверхность, которая будет границей тела. Дальнейшее же вымывание породы невозможно, так как оставшийся объем будет сплошным и упругим. Поэтому при неизменных внешних условиях получившаяся предельная граница тела будет неизменной и ее естественно назвать равновесной формой тела.

Согласно (4), гидростатическое давление жидкости влияет лишь на устойчивость круговых стенок и кавернообразование первого рода; кавернообразование второго рода не зависит от давления жидкости в круговой скважине.

Учитывая стратифицированную (слоистую) структуру земной коры, можно считать, что описанное явление потери устойчивости и кавернообразования может происходить также на небольших глубинах в малопрочных слоях. Поэтому при оптимальном управлении бурением необходимо иметь в виду, что выбором параметра управления p можно избежать кавернообразования первого рода, причем должно соблюдаться условие $(2\eta - 1) q > p$ в соответствующем слое. Кавернообразование второго рода, согласно второму соотношению (4), является практически неуправляемым процессом. Некоторое влияние на σ_c и δ породы оказывает лишь образование глинистой корки на стенках скважины под действием бурового раствора.

Во третьем разделе приведены методы исследования цементного раствора. Свойства искусственного камня изучались путём определения его прочности, водопроницаемости, дифференциальной пористости, коррозионной стойкости, прочности сцепления с металлом и пр. Прочность характеризовалась пределом прочности при одноосном сжатии и пределом прочности на сдвиг при погружении конуса (метод конического пластомера Ребиндера). Водопроницаемость определялась по методу, близкому к методу испытания кернов горных пород, видоизменённому применительно к испытанию тонкопористых (слабопроницаемых), нестабильных во времени и чувствительных к высушиванию структур. Дифференциальная пористость измерялась методом ртутной порометрии.

Свойства цементного раствора помимо стандартных методов (определение растекаемости и сроков схватывания) характеризовалось седиментационной устойчивостью пульпы, консистенцией и временем загустевания, определяющихся с помощью консисометров различной конструкции, в том числе при высоком давлении, водоотдачей на приборе ВМ-6, объёмными изменениями при твердении.

Процессы твердения и вещественный состав искусственного камня изучались с помощью химического анализа, петрографии, дифференциально-теоретического анализа с непрерывным взвешиванием, электронной микроско-

пии, рентгеноструктурного анализа, инфракрасной спектроскопии. Электронномикроскопические исследования выполнены на электронном микроскопе ЭМ-7. Технология промышленного цементирования нефтяных и газовых скважин изучалась на скважинах месторождений Северный Жанаталап. Качество цементирования скважины контролировалось акустическим методом и термометрией.

В четвертом разделе приведены результаты экспериментальных исследований структуры цементного камня из различных тампонажных цементов. С целью обоснованного выбора направления исследования при разработке состава цемента для раствора низкой плотности были изучены исследования свойств и структуры цементного камня из тампонажных цементов.

Были исследованы свойства и структура цементного камня в зависимости от водосодержания цементного раствора. Для стабилизации пульпы при высоких водоцементных отношениях вводилась небольшая добавка высококоллоидной бентонитовой глины (до 10%). Свойства цементного камня после 2-х суток твердения при температуре 75 °С приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Свойства цементного камня после 2-х суток твердения при температуре 75 °С

В/Ц	Плотность раствора г/см ³	Предел прочности при Сжатии кгс/см ²	Степень гидратации, %	Коэффициент водопроницаемости, дарси	Общая пористость, %	Положение максимумов на кривой распределения пор по радиусам, микрон		Объем пор радиусом 500Å, см ³ /см ³
						I	II	
0,5	1,82	195	0,37	$3,8 \times 10^{-5}$	33	0,025	0,32	0,176
0,6	1,73	148	0,48	$3,0 \times 10^{-5}$	37	0,020	0,40	0,21
0,8	1,58	49	0,50	$9,5 \times 10^{-4}$	50	0,025	0,80	0,316
1,0	1,51	30	0,66	$9,1 \times 10^{-3}$	52	0,025	1,00	0,386
1,5	1,37	10	0,84	$5,0 \times 10^{-2}$	64	0,020	1,35	0,48
1,87	1,31	7	0,97	$1,2 \times 10^{-1}$	69	0,020	2,20	0,566

Сравнение данных о дифференциальной пористости цементного камня при различных водоцементных отношениях показывает, что при всех водоцементных отношениях кривая распределения пор по радиусам имеет два максимума. Один максимум при всех водоцементных отношениях соответствует порам с радиусом 200-250 Å. Положение второго максимума меняется в зависимости от водоцементного отношения. Наличие указанных двух максимумов свидетельствует о присутствии в цементном камне двух видов пор, отличающихся не только размерами, но и происхождением – мелких пор «геля» и крупных капиллярных пор. Поры «геля» образованы волокнистой (войлокообразной) мас-

сой продуктов гидратации, концентрирующейся вокруг частиц исходного вяжущего. Капиллярные поры представляют собой не заполненный объём межзернового пространства цементного раствора. Чем выше водоцементное отношение, тем выше общая пористость и тем больше средний радиус капиллярных пор. Именно последнее обстоятельство является главной причиной резкого возрастания водопроницаемости.

Анализ данных о дифференциальной пористости и водопроницаемости цементного камня показал, что эти два параметра связаны зависимостью $K=A l^{BE}$, где K – коэффициент проницаемости по воде, E – объём пор радиусом более 0,05 мк, A и B – эмпирические константы. Содержание пор радиусом менее 0,05 мк на водопроницаемость не влияет. Из этого следует, что для получения тела низкой проницаемостью при высокой общей пористости необходимо, чтобы преобладали поры радиусом менее 0,05 мк.

Для выявления возможности подбора такого состава цемента, который дал бы благоприятное распределение пор по радиусам, было проведено исследование свойств и структуры цементного камня из различных тампонажных цементов, твердевших при температуре 200 °С. При В/Ц = 0,5 камень из портландцемента имел через 7 суток водопроницаемость 8 мд, через 90 суток – 11 мд, из песчанистого портландцемента через 7 суток – 0,05 мд, а через 90 суток – 0,06 мд. При В/Ц = 1 гельцемент имел через 7 суток водопроницаемость 1,2 мд, тампонажный трепельный цемент к тому же сроку 0,5 мд, шлако-бентонитовый цемент через 7 суток 1,3 мд, через 90 суток 12 мд.

Кривые распределения пор по радиусам в цементном камне тампонажного портландцемента через 7 суток имеют максимум в интервале 1-5 мк, песчанистого портландцемента через 7 суток – 130 Å, 90 суток – 500 Å. Из облегчённых цементов гельцементный раствор через 7 суток – 0,5 мк, тампонажный трепельный цемент – 500 Å, шлако-бентонитовый не имеет чёткого максимума, значительная часть объёма его пор приходится на поры радиусом более 100 Å.

Исследование состава цементного камня методом рентгеноструктурного анализа показало, что благоприятное распределение пор по радиусам связано с присутствием в цементном камне волокнистых низкоосновных гидросиликатов – тоберморита, ксонотлита, трукоттита, неблагоприятное распределение – с присутствием крупнокристаллических двухосновных гидросиликатов $C_2SH(C)$ и $C_2SH(D)$.

Из анализа уравнения капиллярной пористости:

$$E_k = 1 - \frac{m(V_r - V_{иц}) + V_{иц} + V_r m(B/C)_r}{V_{иц} + B/C}$$

где E_k – капиллярная пористость в долях единицы;

m – степень гидратации в долях единицы;

$V_{иц}$ – удельный объём исходного цемента;

V_r – удельный объём цементного «геля»(связки)

(тонкопористой массы с радиусом пор менее 500 Å);

$(B/C)_r$ – отношение массы химически связанной воды к массе цемента при полной гидратации;

В/Ц – водоцементное отношение;

Следует отметить, что изыскание вяжущего целесообразнее производить в направлении получения максимальной величины $V_{\text{иц}}$ и $V_{\text{г}}$. Из результатов ртутной порометрии рассчитаны величины $V_{\text{г}}$, которые оказались для крупнокристаллических двухосновных гидросиликатов равными 0,542-0,50 $\text{см}^3/\text{г}$, для низкоосновных волокнистых гидросиликатов – 0,7-1,0 $\text{см}^3/\text{г}$.

На основе полученной зависимости между водопроницаемостью и объёмом пор радиусом более 500 Å показано, что водопроницаемость менее 2 мд может быть получена при $E_k \leq 0,35$. При В/Ц =1,75 это условие может быть удовлетворено в случае $V_{\text{г}} = 1$.

Экспериментально показано, что затворение цемента с В/Ц =1,75 может быть применено при удельной поверхности твёрдой фазы исходного цемента не менее 14000 $\text{см}^2/\text{г}$ (по методу воздухопроницаемости). При этом водоцементном отношении плотность цементного раствора ниже 1,26 $\text{г}/\text{см}^3$ может быть получена при $R_{\text{иц}} \leq 2,3$ $\text{г}/\text{см}^3$. Сочетание требований высокой дисперсности и низкой плотности исходного вяжущего делает единственно возможным применение в качестве тампонажного цемента смеси $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в виде извести-пушонки и тонкодисперсного SiO_2 , например в виде диатомита, при освоении исходной смеси, обеспечивающей образование низкоосновных волокнистых гидросиликатов.

В соответствии с этим в основу разработки облегчённого цемента было положено использование известково-кремнеземистого вяжущего с тонкодисперсным кремнезёмом.

На основе анализа уравнения прочности, предложенного В.С. Данюшевским и В.В. Сутягиным.

$$R = R_{\text{св}} \left(\frac{N \cdot m \cdot V_{\text{иц}}}{V_{\text{иц}} + V_{\text{и}} \text{ И/Ц} + \text{В/Ц}} \right)^n$$

где: R – предел прочности при сжатии $\text{кгс}/\text{см}^2$;

$R_{\text{св}}$ – эмпирическая константа, характеризующая прочность цементного «геля»(связки) $\text{кгс}/\text{см}^2$;

N – эмпирическая константа, характеризующая объём цементного «геля» (связки), образующийся из единицы объёма исходного цемента;

m – степень химического преобразования вяжущего (степень гидратации) в долях единицы;

$V_{\text{иц}}V_{\text{и}}$ – удельный объём исходного цемента и инертного наполнителя;

И/Ц – отношение массы инертного наполнителя к массе цемента;

В/Ц – водоцементное отношение;

П – эмпирическая константа.

Показано, что ожидаемая конечная прочность (при $m=1$) известково-кремнеземистого цемента с оптимальным отношением $\text{CaO}:\text{SiO}_2$ должна быть при плотности цементного раствора, равной 1,26 $\text{г}/\text{см}^3$, в несколько раз выше, чем в случае применения гельцемента или смеси цемента с диатомитом.

Это обеспечивается рядом характерных преимуществ выбранного вяжущего:

- Оба компонента вяжущего применяют в тонкодисперсных формах, что позволяет готовить пульпы с высоким водосодержанием без специальной антиседиментационной добавки.
- Изменяя отношение $\text{CaO} : \text{SiO}_2$ в исходной смеси, можно получить камень, образованный оптимальными по своим свойствам гидросиликаты кальция и не содержащий инертных наполнителей.
- Плотность обоих компонентов ниже плотности большинства минеральных вяжущих веществ, что позволяет использовать меньшее В/Ц.

Выявление возможности получения тампонажных растворов низкой плотности с обусловленными выше свойствами проводилось на измельчённых $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в виде химического реактива ЧДА и силикагеля ШРК. Гидрат окиси кальция имел удельную поверхность $14000 \text{ см}^2 / \text{г}$, силикагель – $18000 \text{ см}^2 / \text{г}$.

Экспериментально установлено, что на основе смеси $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и силикагеля в интервале молярного отношения = 0,5-2 могут быть приготовлены пульпы с В/Ц до 2, обладающие хорошей подвижностью и достаточной седиментационной устойчивостью (коэффициент водоотделения не выше 1,2%).

Подвижность улучшается, а седиментационная устойчивость ухудшается при повышении отношения $\text{Ca}(\text{OH})_2 : \text{SiO}_2$. Это объясняется не только большей водопотребностью силикагеля, но и повышенной структурообразующей способностью волокнистых низкоосновных гидросиликатов по сравнению с двухосновными.

Плотность пульпы меньше $1,3 \text{ г/см}^3$, получается при $\text{В/Ц} \geq 1,4$, плотность равная $1,25 \text{ г/см}^3$ – при $\text{В/Ц} = 1,8$, тогда как в случае гелецементного раствора (30% бентонита) такая плотность может быть получена при $\text{В/Ц} > 2$.

С целью выбора отношения $\text{Ca}(\text{OH})_2 : \text{SiO}_2$ была определена прочность цементного камня при основности исходной смеси 0,3; 0,5; 0,8; 1,0; 1,2; 1,5; 2,0. Во всём исследованном температурном интервале (20-200⁰ С) максимальная прочность обнаружена при $\text{Ca}(\text{OH})_2 : \text{SiO}_2 = 0,8-1,2$. Методами физико-химического анализа установлено, что искусственный камень при температуре 80 °С образован гидросиликатом $\text{CSH}(\text{V})$ при более высоких температурах помимо $\text{CSH}(\text{V})$ присутствуют тоберморит и коноотлит.

В связи с тем, что прочность искусственного камня в течение 28 суток оказалось недостаточной ($8-15 \text{ кгс/см}^2$ при плотности $1,25 \text{ г/см}^3$ и температуре 75⁰ С) были проведены исследования с целью изыскания интенсификатора твердения. Из числа исследованных интенсификаторов наилучшим оказались фториды натрия и алюминия. При введении оптимального количества добавки (2-4% в воде затворения), прочность искусственного камня достигает через 2 суток твердения при 75 °С 50 кгс/см^2 , а при более высоких температурах – 70 кгс/см^2 . Ожидаемая (рассчитанная по уравнению) прочность цементного камня из известково-кремнеземистого цемента составляла 65 кгс/см^2 . Хорошее совпадение с предварительными расчётами было обнаружено также при измерении пористости цементного камня, твердевшего 14 суток при 75 и 160 °С. При 75 °С расчётное и экспериментальное значения E_k для пор радиусом $> 500 \text{ \AA}$ в цементном камне из известково-кремнеземистого цемента составили соответст-

венно 0,44 и 0,40 (для гелецемента при той же плотности раствора 0,68 и 0,69), при 160 °С соответственно 0,46 и 0,39 (для гелецемента 0,77 и 0,72).

В соответствии с этим водопроницаемость силикатного камня оказалась в пределах 0,01-0,1 мд, тогда как для гелецементного камня той же плотности (1.26г/см^3) – 500мд.

Ввиду того, что необходимые свойства искусственного камня получены лишь при введении фтористых солей, было предпринято исследование с целью выявления механизма действия этой добавки. Образцы твердевшие при 75, 90, 160 и 200 °С в течение 2 и 28 суток, содержащие и не содержащие добавку, были подвергнуты испытанию на прочность и физико-химическому анализу, с применением методов ДТА, рентгено-структурному анализу, ИКС, электронной микроскопии и ртутной порометрии.

Установлено, что введение фтористых солей не влияет на фазовый состав новообразований, однако изменяет структуру искусственного камня. В присутствии добавки ускоряется связывание $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и снижается основность гидросиликата. Обнаружена более высокая степень окристаллизованности и одновременно увеличение дисперсности новообразований при введении добавки. Распределение пор в образцах с добавкой характеризуется наличием чётких максимумов, которые при твердении в двухсуточном возрасте располагаются при 75-200 Å, 90-130 Å, 160-300 Å, 200-500 Å. Образцы без добавки не дают чёткого максимума, а при 75 и 90 °С содержат поры с радиусом более 1000 Å, которые в образцах с добавкой отсутствуют.

Полученные данные позволяют предположить, что введение добавки ускоряет процесс образования хорошо закристаллизованного гидросиликата с основностью 0,8 а при температурах 160 и 200 °С – процесс его перехода в тоберморит.

Особенностью процесса твердения изучаемого тампонажного раствора является его быстрое схватывание – 20 мин. при 80 °С. Изыскание замедлителей схватывания представляет собой особую задачу, т.к. из-за большой удельной поверхности частиц твёрдой среды и высокого водосодержания раствора применение замедлителей адсорбционного действия (ССБ, КМЦ и др.) оказывается не эффективным.

Согласно представлениям Ю.М. Бутта и Л.И. Рашковича процессу твердения системы $\text{Ca}(\text{OH})_2 - \text{SiO}_2 - \text{H}_2\text{O}$ предшествует химическое взаимодействие исходных компонентов в растворе. Следует полагать, что скорость схватывания зависит от концентрации реагирующих ионов в жидкой фазе. Следовательно, предотвращение на определённый промежуток времени образования гидросиликатов кальция и, таким образом, схватывания раствора, может быть достигнуто при снижении концентрации исходных компонентов в жидкой фазе. Для этой цели достаточно снижения концентрации одного из реагируемых компонентов. Компонентами, от содержания которых зависят кинетические параметры реакций образования гидросиликатов кальция в системе $\text{Ca}(\text{OH})_2 - \text{SiO}_2 - \text{H}_2\text{O}$, являются гидрат окиси кальция и окись кремния.

На этой основе в качестве замедлителей были испробованы кислоты – борная, фосфорная и винная, образующие с ионом кальция труднорастворимые

соли. Было выявлено их эффективное замедляющее действие. По возрастанию которого эти кислоты могут быть расположены в ряд: борная, фосфорная, винная. Предпринято исследование механизма замедляющего действия, которое сводилось к определению совместной растворимости гидрата кальция и замедлителей. В результате опытов установлено, что указанные замедлители даже при малых концентрациях сильно снижают растворимость гидрата окиси кальция. При изучении растворимости $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в этих кислотах, также в растворах их кальциевых солей установлено, что замедляющее действие обусловлено, по видимому, образованием на поверхности одного из исходных компонентов (гидрата окиси кальция) хемосорбционных плёнок, которые препятствуют диффузии ионов кальция из твёрдой фазы в раствор.

Резюмируя результаты исследований, можно заключить, что на основе окиси кальция и кремнезёма может быть получен тампонажный раствор, который при плотности, близкой к плотности неутяжелённой промывочной жидкости, образует цементный камень со свойствами, удовлетворяющими требованиям разобщения пластов. Указанные свойства получены в результате максимального использования возможности регулирования состава и структуры искусственного камня, образованного гидросиликатами кальция.

Раствор может быть получен на основе смеси извести-пушонки и тонкодисперсных разновидностей SiO_2 затворяемой водой при $\text{В/Ц}=1,7-1,8$, с применением NaF (или других фторидов, например AlF_3) в качестве интенсификаторов твердения и винной кислоты в качестве замедлителя схватывания.

Пятый раздел посвящён исследованию пригодности известково-кремнеземистых компонентов для тампонажных растворов по их седиментационной устойчивости и прокачиваемости.

При разработке практически применяемой рецептуры раствора низкой плотности в качестве примера выбраны условия нового, весьма перспективного нефтяного района – Атырауская область.

Проведённый анализ геологических условий, применяемых конструкций скважин и опыта цементирования показал целесообразность в ряде случаев цементирования обсадных колонн тампонажными растворами, по плотности близкими к промывочным глинистым растворам – 1,26-1,30. Применение таких растворов позволит исключить недоподъёмы и др. осложнения, связанные с поглощением цементного раствора. Температурные условия в скважинах на месторождении Атырауской области колеблются в широких пределах – 60-200 °С.

Известь-пушонка, являющаяся одним из компонентов известково-кремнеземистого раствора низкой плотности, может быть получена из известняка-ракушечника, крупные месторождения которого имеются на полуострове Мангышлак. Показана возможность и экономическая целесообразность применения отходов от добычи пильного камня в карьерах вблизи нефтяных месторождений Мангышлака, обжиг и гашение которых в известь-пушонку могут быть организованы в местных условиях.

В качестве кремнеземистого компонента может быть применён диатомит Киргизского месторождения Актюбинской области.

В исследованиях по подбору состава и изучению свойств известково-кремнеземистого тампонажного раствора низкой плотности помимо Киргизского диатомита Сенгелеевского и Инзенского месторождений, ранее применявшихся в составе растворов пониженной плотности других типов.

Поскольку снижение плотности известково-кремнеземистого раствора достигается, главным образом, путём увеличения количества воды затворения, необходимо было установить оптимальные составы седиментационно-устойчивых растворов.

В основу методики было положено определение коэффициента водоотделения при сохранении удовлетворительной растекаемости и заданной низкой плотности. Полученные экспериментальные данные показывают, что при значении коэффициента водоотделения не более 2% раствор плотностью 1,27-1,28 г/см³ на базе извести-пушонки и молотого диатомита всех трёх месторождений получается при водоцементных отношениях в пределах 1,75-1,85. Время сохранения прокачиваемости тампонажного известково-кремнеземистого раствора низкой плотности изучалось методами определения сроков схватывания и времени загустевания. Сроки схватывания определялись на приборе Вика, а время загустевания на консистометре КЦ-3.

Данные о влиянии температуры на сроки схватывания свидетельствуют об их удлинении при замене силикагеля диатомитом. Измерение времени загустевания позволяет сделать вывод, что для цементирования нефтяных скважин, где максимальная температура пласта не превышает 90 °С, известково-кремнеземистый раствор может быть применён без замедлителя.

Отмечено, что применение диатомитов, прошедших предварительную термическую обработку (обжиг при 800 °С) способствует ускорению схватывания. Этот факт, по-видимому, объясняется тем, что удаление адсорбционно связанной воды приводит к увеличению реакционной способности диатомитов. Упомянутая выше закономерность изменения времени сохранения прокачиваемости раствора говорит о том, что тампонажные растворы с естественным диатомитом могут быть применены с меньшим количеством замедлителей, чем подобные растворы на основе силикагеля. Изучение изменения времени загустевания при 90 °С и различных давлениях указывают на то, что при атмосферном давлении рассматриваемая композиция сохраняет свойство прокачиваемости в течение 3 часов 45 минут, а при увеличении давления до 300 атм, указанный период времени сокращается вдвое. Для получения тампонажных растворов с необходимым временем загустевания при температуре 140 °С и давлении 600 атм в качестве воды затворения следует использовать 1-3% раствор винной кислоты.

Низкая водоудерживающая способность цементных растворов осложняет процесс цементирования и ухудшает качество разобщения пластов. Поэтому определение возможности применения новых тампонажных цементов связано с необходимостью изучения данного технологического процесса. Водоудерживающая способность тампонажных растворов оценивалась по величине водоотдачи на приборе ВМ-6. Величина конечной водоотдачи растворов на основе извести-пушонки и обожженного, а также высушенного диатомита, находится в

пределах, характерных для обычных тампонажных растворов из портландцемента, несмотря на значительно большее водосодержание. Существенным преимуществом известково-кремнеземистого раствора, по сравнению с растворами из портландцемента, является пониженная примерно в два раза скорость водоотделения.

Процесс превращения цементного раствора в камневидное тело в статических условиях изучался путём определения кинетически структурообразования с помощью конического пластомера.

При анализе полученных экспериментальных данных установлено, что растворы, содержащие выбранные замедлители, имеют большой индукционный период – до 3-х часов при 75 °С. Между концентрацией замедлителей и продолжительностью индукционного периода существует определённая зависимость, позволяющая регулировать продолжительность индукционного периода, в зависимости от условий цементирования (с учётом необходимости возобновления циркуляции после остановки, опасности размыва пластовыми водами, газопроявлений и т.п.).

Для получения искусственного камня максимальной прочности при использовании диатомитов вместо силикагеля оптимальные соотношения исходных компонентов остаются прежними, т.е. молярное отношение $\text{Ca}(\text{OH})_2 : \text{SiO}_2 = 0,8-1,2$. Приведённые в работе опытные данные свидетельствуют о том, что предварительная термическая обработка диатомитов способствует росту механической прочности. Изучение скорости нарастания прочности при различной температуре твердения дало возможности установить, что известково-кремнеземистые растворы целесообразно применять для цементирования скважин, где температура контактирующих пород превышает 60 °С.

Влияние различных температур, давления и продолжительности твердения на технологические свойства искусственного камня приведены в таблице 2, из которой видно, что известково-кремнеземистый раствор по прочности значительно превосходит гелцементный и диатомитоцементный растворы аналогичной прочности. Изменение прочности и водопроницаемости при положительном действии высокой температуры и давления указывает на термическую устойчивость образующегося искусственного камня.

При изоляции продуктивных пластов от водоносных объёмные изменения цементного камня имеют первостепенное значение. Усадка цементного камня недопустима, а небольшое увеличение объёма весьма желательно, так как оно способствует более плотному контакту цементного кольца со стенками скважины и обсадной колонной. Изменение объёма известково-кремнеземистого тампонажного раствора изучалось при температуре 75 и 90⁰ С. Твердение раствора в начальный период сопровождается значительным увеличением внешнего объёма – до 10%. После начала схватывания расширение не превышает 1,5%.

Сравнительно большее увеличение объёма присуще растворам, содержащим естественные диатомиты. Можно предположить, что такая закономерность объясняется набуханием глинистых частиц, имеющих в небольшом количестве в составе естественного диатомита.

Для удержания обсадной колонны в проектом положении, а также для изоляции разобщаемых горизонтов необходимо достаточно прочное сцепление с горными породами и обсадными трубами.

Таблица 2 - Технологические свойства искусственного камня

Вид цемента	В/Ц	Содержание винной кислоты, %	Молярное отношение Са(ОН)2:SiO2	Растекаемость, см	Плотность, г/см ³	Содержание фтористого натрия, %	Предел прочности при сжатии, кгс/см ²				Водопроницаемость, миллидарси											
							75 °С		140 °С		175 °С		200 °С		75 °С		140 °С		175 °С		200 °С	
							48 су-ток	90 су-ток	48 ча-сов	14 су-ток	14 су-ток	14 су-ток	48 ча-сов	90 су-ток	48 ча-сов	14 су-ток	14 су-ток	14 су-ток	14 су-ток			
Силикагель и гидрат окиси кальция	1,8	1	1	19	1,25	-	7	12	12	14	14	14	0,16	0,15	0,14	0,14	-	-				
тоже	1,8	1	1	19	1,25	3	34	42	42	48	49	50	0,08	0,06	0,02	0,03	0,03	0,02				
Известково-кремнеземистый (диатомит высушенный)	1,8	0,5	1	20	1,26	2	30	44	41	52	68	70	0,07	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02				
Известково-кремнеземистый (обожжённый диатомит)	1,75	0,5	1	19	1,27	2	47	55	72	76	71	71	0,06	0,04	0,03	0,02	0,02	0,02				
Диатомит цементный	2,1	-	-	20	1,26	-	0	5	6	5	5	5	100	70	70	-	70	70				
Гельцементный	2,1	-	-	20	1,27	-	2	2	3	3	3	3	500	500	-	-	500	-				

При определении сцепления разрабатываемого облегченного раствора с металлом для сравнения испытывались гельцементные и диатомитоцементные растворы аналогичной плотности. Сопоставление полученных экспериментальных данных показывает, что по величине прочности сцепления с металлом эти растворы можно расположить в следующий ряд (в сторону возрастания): гельцементный, диатомито-цементный и известково-кремнеземистый (соответственно 0,14 и 18 кгс/см²).

Для оценки изолирующей способности изучаемого цементного раствора против фильтрующихся пластовых вод было проведено испытание образцов длиной и диаметром 1 см из известково-кремнеземистого, диатомитоцементного и гельцементного растворов плотностью 1,26г/см³, находившихся в течение 90 суток в стеклянных обоймах под перепадом давления в 133 Па. Предварительная выдержка составляла 7 суток при 90 °С. Через образцы из известково-кремнеземистого раствора на основе высушенного диатомита к 3 суткам профильтровалось 3 см³ жидкости, на основе обожженного диатомита – 9 см³, в дальнейшем фильтрация прекратилась (табл. 3).

Таблица 3 - Оценка изолирующей способности изучаемого цементного раствора

Вид цемента	В/Ц	Плотность, г/см ³	Растекаемость, см	Количество профильтрованной воды, см ³						
				2 суток	3 суток	7 суток	14 суток	28 суток	35 суток	90 суток
Известково-кремнеземистый (диатомит высушенный)	1,80	1,26	21	2	3	3	3	3	3	3
Известково-кремнеземистый (обожженный диатомит)	1,75	1,26	21	7	9	9	9	9	9	9
Диатомито цементный	2,10	1,27	20	22	34	47	65	80	82	130
Гельцементный	2,10	1,26	20	8	13	28	54	84	98	150

Образцы из гельцементного и диатомито-цементного раствора фильтровали жидкость в течение всего опыта, который продолжался в течение 90 суток. Образцы из диатомито-цементного раствора оказались наиболее проницаемыми в начальный период. К 2 суткам профильтровалось 22 см³, затем фильтрация замедлилась и к 90 суткам профильтровалось 130 см³. Гельцементные образцы показали меньшую начальную фильтрацию – 8 см³ через 2 суток. В дальнейшем продолжалась интенсивная фильтрация и к 90 суткам профильтровалось 150 см³ жидкости.

Анализ результатов этого эксперимента показывает значительно лучшие изолирующие свойства разработанного цемента по сравнению с другими типами «облегченных» тампонажных цементов и подтверждает правильность рабочей гипотезы, положенной в основу исследований. Тонкопористая структура камня известково-кремнеземистого цемента оказалась быстро закольматированной продуктами взаимодействия с пластовой водой. Образцы из диатомитоцементного раствора, содержащие мало цемента, оказались самыми проницаемыми в начальный период, однако по мере вступления диатомита в реакцию их проницаемость уменьшалась. Наконец, гелецементные образцы оказались наиболее уязвимыми, т.к. крупные капиллярные поры, сохранившиеся в цементном камне, служат каналами продолжающейся фильтрации жидкости.

В шестом разделе приведены результаты опытно-промышленного испытания расширяющейся добавки НРВ на месторождении Северный Жанаталап. Расширяющаяся добавка НРВ представляет собой порошок чаще всего белого или серого цвета, пылящий, негорючий, взрывобезопасный, обладающий щелочными свойствами (рН=12,5)

Физико-механические свойства:

- сроки схватывания: начало - не ранее 25 мин., конец - не позднее 2-х часов;
- разбиваемое давление: через 24 часа после затворения - не менее 20 МПа, через 48 часов после затворения - не менее 80 Мпа;
- содержание свободного СаО, % по массе, не менее 80%;
- водопотребность, % - 30-33.

Оптимальное соотношение компонентов в смеси зависит от температуры в забое скважины, качества стандартного портландцемента и колеблется от 7-8% до 25-30% НРВ. Приготовление тампонажного раствора осуществляется непосредственно на буровой путем сухого перемешивания стандартного тампонажного портландцемента и расширяющей добавки НРВ при перетаривании через цементо-смесительные машины.

Основными критериями при выборе соотношения компонентов и разработке рецептуры расширяющегося тампонажного раствора являются прочность контакта цементного камня с ограничивающей поверхностью, а также линейное расширение тампонажного раствора и предела прочности цементного камня.

Работы по внедрению опытных партий расширяющихся тампонажных цементов проводили на скважинах 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147 месторождения Северный Жанаталап. Основной особенностью этого месторождения является наличие в 3-5 м ниже интервала перфорации напорного водоносного пласта турнейского горизонта, имеющего давление более чем на 10 кг/см^2 выше, чем в продуктивном пласте. Кроме того, траектории указанных скважин имели большие зенитные углы, достигающие 30°C в интервале залегания продуктивных пластов. Все это явилось причиной возникновения значительного числа заколонных перетоков на скважинах, зацементированных по стандартной технологии.

Вследствие незначительной глубины скважин (1250-1300 м) температура на забое составляет 34-35 °С, поэтому для цементирования применялась 7-8% расширяющейся добавки к портландцементу.

Таблица 4 - Основные свойства применения расширяющейся добавки НРВ

Тампонажная смесь	Температура, °С	Линейное расширение через 24 часа твердения %	Физико-механические свойства камня через 48 (24) ч. твердения МПа	
			Предел прочности при изгибе (сжатии)	Прочность контакта ограничивающей поверхностью
ПЦТ 1-50	20	-	4,85 (6,1)	0,76
С прим. 3-5 % НРВ	20	10.2	4.91 (6.4)	2.53
ПЦТ 1-50	40	-	6.03 (14.9)	0.91
С прим. 7-8 % НРВ	40	11.8	6.82 (14.9)	2.92
ПЦТ 1-100	75	-	5.68 (10.7)	1.27
С прим. 15-20 % НРВ	75	19.3	5.82 (9.9)	1.81

Весь объем тампонажного раствора в количестве 10-12 м. куб. при проведении цементирования готовился в осреднительной емкости для более полного усреднения его состава. Применение расширяющихся добавок при производстве тампонажных растворов на скважинах месторождения Северный Жанаталап позволило не только полностью исключить возникновение заколонных межпластовых перетоков, но и значительно повысить качество сцепления цементного камня с обсадной колонной по данным геофизических методов исследования цементирования. В связи с разнообразием горно-геологических условий при подготовке к цементированию каждой скважины производился подбор оптимального соотношения цемента и расширяющейся добавки НРВ в тампонажной смеси в зависимости от температуры применения. Применение расширяющейся добавки для цементирования интервалов залегания продуктивных и водоносных пластов в указанных скважинах позволило получить безводную продукцию даже в скважинах с перепадами давлений между пластами 30-50 кг/см² (таблица 5).

Одним из наиболее сложных с точки зрения создания надежной крепи скважины и разобщения пластов являются скважина № 141 месторождения Северный Жанаталап. Продуктивный разрез скважин представлен перемежающимся пластами с малыми эффективными мощностями, причем интервал залегания продуктивных пластов часто превышает 500 метров. Продукция скважин - высоковязкие парафинистые нефти, что требует создания высокой депрессии на пласты при вызове притока.

Вследствие низкой температуры в скважинах (20-30 градусов) возникла необходимость применения НРВ в количестве 3-5% от тампонажного портландцемента. Кроме того, была разработана, специальная технология цементирования

ния, позволяющая согласовать сроки расширения системы со сроками внедрения технологического процесса.

Таблица 5 – Качество цементирования интервала залегания продуктивных и водоносных пластов в скважинах Северного Жанаталапа.

Цементирование с НРВ		Цементирование по традиционной технологии	
Номер скважины	Коэффициент качества	Номер скважины	Коэффициент качества
140	0.98	145	0.86
141	0.98	146	0.74
142	0.86	147	0.95
143	0.99	148	0.55
144	0.85	60	0.58
		61	0.77
		62	0.75
Среднее значение	0.93	Среднее значение	0.74

Таким образом, результаты проведенных работ по применению расширяющихся добавок НРВ (таблица 6) убедительно показали их высокоэффективность для надежного разобщения близкорасположенных разнонапорных пластов в скважинах с самими разнообразными сложными горно-геологическими условиями.

Таблица 6 – Условия цементирования и результаты внедрения НРВ в скважинах Северный Жанаталап

Номер скважины	141	142	143	144	145	146	147
Интервал цементирования, м	2527-2130	2530-2150	27645-2420	1562-1360	2530-2130	2920-2743	3033-2729
Температура на забое, °С	53	47	54	38	47	68	72
Средняя плотность раствора, г/см ³	1,85	1,86	1,85	1,77	1,88	1,82	1,85
Толщина перемычки между водоносным пластом и интервалом перфорации, м	31	5	11	7	5	7	12
Перепад давлений между разобщенными пластами, кг/см ²	50	30	-	-	30	30	30
Коэффициент качества цементирования в интервале	0,46	0,87	0,70	0,64	0,51	0,98	0,92

Примечания: 1. Пластовый флюид в перфорированном пласте - нефть. 2. Процент расширяющейся добавки НРВ 7-8%, а для скв.147 НРВ - 15-20%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выбор эффективного способа крепления стволов скважин на основе результатов аналитического и экспериментального обоснования геомеханических условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений путём качественного цементирования скважин на примере конкретных месторождений является важнейшей прикладной задачей разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан.

Для решения указанной задачи проведено исследование устойчивости формы кругового контура скважины по отношению к малым возмущениям формы контура, которые возникают в процессе строительства скважин, проведено исследование явления кавернообразования первого и второго рода, получены решения краевой задачи в классе ограниченных и неограниченных потенциалов, получена предельная глубина скважины, на которых начинается процесс развития каверн.

Результаты проведенных теоретических и опытно-промышленных исследований показали, что:

1. Гидростатическое давление жидкости влияет лишь на устойчивость круговых стенок и кавернообразование первого рода; кавернообразование второго рода не зависит от давления жидкости в круговой скважине.

2. Учитывая стратифицированную (слоистую) структуру земной коры, можно считать, что описанное явление потери устойчивости и кавернообразования может происходить также на небольших глубинах в малопрочных слоях. Поэтому при оптимальном управлении бурением необходимо иметь в виду, что выбором параметра управления p можно избежать кавернообразования первого рода, причем должно соблюдаться условие $(2\eta - 1) q > p$ в соответствующем слое.

3. Кавернообразование второго рода является практически неуправляемым процессом. Некоторое влияние на σ_c и δ породы оказывает лишь образование глинистой корки на стенках скважины под действием бурового раствора.

4. Структура искусственного камня, образующегося при твердении минеральных вяжущих веществ, характеризуется наличием пор с радиусами от 30 Å до нескольких мк. Водопроницаемость искусственного камня зависит от объёма пор радиусом более 0,05 мк. Снижение плотности тампонажных растворов путём увеличения их водосодержания приводит к значительному увеличению содержания крупных пор, резкому повышению водопроницаемости и снижению прочности.

5. Низкая водопроницаемость при высокой общей пористости достигается путём обеспечения благоприятного распределения пор. Содержание пор радиусом более 500 Å в объёме цементного камня должно быть не выше $0,35 \text{ см}^3/\text{см}^3$, пор радиусом более 1 мк не выше $0,05 \text{ см}^3/\text{см}^3$. Благоприятное распределение пор по радиусам в цементном камне может быть получено при увеличении числа центров кристаллизации новообразований, мелкой их кристаллизацией, образованием тонковолокнистых структур. В этом отношении желательно при-

существование в цементном камне волокнистых низкоосновных гидросиликатов CSH(B) тоберморита, ксонотлита, трукоттита.

6. При изучении механизма замедления сроков схватывания тампонажных растворов на основе системы $\text{Ca}(\text{OH})_2\text{-SiO}_2\text{-H}_2\text{O}$ установлено, что при наличии добавок винной, фосфорной и борной кислот концентрация гидрата окиси кальция в жидкой фазе значительно снижается. Снижение скорости растворения гидрата окиси кальция обусловлено образованием на его поверхности хемосорбционных пленок в виде кальциевых солей этих кислот. По активности замедляющего действия кислот их можно расположить в ряд: винная > фосфорная > борная.

7. В образцах оптимального состава физическими методами структурного анализа установлена закономерность фазовых переходов гидросиликатов кальция. Продуктами затвердевания облегченных известково-кремнеземистых растворов оказались, преимущественно, гидросиликаты кальция с основностью около единицы. К ним относятся CSH(B), тоберморит и, возможно, ксонотлит, которые обеспечивают свойства искусственного камня, необходимые для надёжной изоляции продуктивных горизонтов и эффективного крепления эксплуатационных колонн в скважинах, а именно прочность выше 40 кгс/см^2 при сжатии, водопроницаемость ниже $0,1 \text{ мл}$, отсутствие усадки при твердении и термостойкость.

8. Экспериментально доказано интенсифицирующие действия фтористого натрия в процессе твердения тампонажных растворов на основе системы $\text{Ca}(\text{OH})_2\text{-SiO}_2\text{-H}_2\text{O}$. При изучении механизма интенсифицирующего действия фтористого натрия на процесс твердения выяснилось, что связывание гидроокиси кальция и образование хорошо закристаллизованных разновидностей гидросиликатов происходит быстрее. Значительное влияние оказывает добавка фтористого натрия на структуру искусственного камня, делая ее тонко пористой и мелкокристаллической. Путём совместного помола продукта обжига карбоната кальция и модифицирующих добавок разработан тампонажный материал НРВ, содержащий от 65 до 95% CaO.

Список опубликованных работ по теме диссертации

1. Алиев Н.У., Сахатова Г.С., Ягудеев Р.Ш., Запарожец Л.С., Утегенов М.М., Ягудеев Т.А. Эфирокислоты как воздухововлекающие добавки ячеистых материалов, замедлители схватывания цементных растворов / Материалы научно-практ. конф. «Нефтепереработка и нефтехимия – 2002», Уфа: НИИ нефтехимпереработки, 2002. С. 165-167.
2. Сахатова Г.С., Ягудеев Т.А., Алиев Н.У., Алтаева Г.С., Амангосова А.Г., Ягудеев Р.Ш. Оптимум получения эфирокислот при окислении жидких парафиновых углеводородов мангышлакских и кенкиякских нефтей, найденный с использованием метода многократного планирования эксперимента / Материалы научно-практической конференции «Нефтепереработка и нефтехимия – 2002», Уфа, 21 мая, 2002. С. 222-224.

3. Алиев Н.У., Сахатова Г.С., Ягудеев Т.А., Алтаева Г.С., Амангосова А.Г., Ягудеев Р.Ш. Перспективы переработки нефтей месторождений полуострова Мангышлак / Сборник докладов конференции «Химия-2002», Алматы, 2002. С. 3-7.
4. Алиев Н.У., Запорожец Л.С., Ягудеев Р.Ш. Исследование влияния минерализованных пластовых вод на пористость цементного камня в процессе твердения тампонажных цементов // Вестник КазНТУ, 2005. № 5 (43). – С. 125-128.
5. Алиев Н.У., Сахатова Г.С., Ягудеев Р.Ш. Изучение влияния температуры на свойства облегченных тампонажных растворов при цементировании скважин / Материалы Международной научно-практической конференции «Проблемы и перспективы развития нефтяной промышленности Казахстана», Алматы, 14-15 декабря, 2005. С. 398-401.
6. Ягудеев Р.Ш., Алиев Н.У., Ягудеев Т.А. Применение облегченных тампонажных растворов на основе системы $\text{Ca}(\text{OH})_2 + \text{SiO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ / Труды Междунар. научно-метод. конференции «Совершенствование взаимосвязи образования и науки в XXI веке и актуальные проблемы повышения качества подготовки высококвалифицированных специалистов», Шымкент, 2006. Т. I. С. 213-215.
7. Алиев Н.У., Джексенбаев Е.К., Ягудеев Р.Ш. Изучение стойкости цементного камня к воздействию агрессивной пластовой воды / Материалы Международной научно-технической конференции «Инновационные пути развития нефтегазовой отрасли Республики Казахстан», Алматы, 2007. –С. 33-34.
8. Ягудеев Р.Ш., Алиев Н.У. Исследование структуры цементного камня из различных тампонажных цементов // Материалы Международной научно-технической конференции «Инновационные пути развития нефтегазовой отрасли Республики Казахстан», Алматы, 2007. –С. 34-36.
9. Алиев Н.У., Джексенбаев Е.К., Ягудеев Р.Ш. Обоснование пригодности высококремнеземистых компонентов для тампонажных растворов по седиментационной устойчивости и прокачиваемости / Сборник трудов Международной научно-практической конференции «Проблемы инновационного развития нефтегазовой индустрии», Алматы, 2008. – С. 98-100.
10. Алиев Н.У., Ягудеев Р.Ш., Ягудеев Т.А. Исследование закономерности формирования пористой структуры цементного камня / Сборник трудов Международной научно-практической конференции «Проблемы инновационного развития нефтегазовой индустрии», Алматы, 2008. – С. 100-104.
11. Ягудеев Р.Ш. Опытнo-промышленное испытание новой расширяющейся добавки // Новости науки Казахстана, 2009. № 2. – С.33-87.
12. Ягудеев Р., Алиев Н. Исследование свойств тампонажных материалов из различных цементов // Известия НАН РК, Серия хим., № 2. – С. 87-90.
13. Алиев Н.У., Баймухаметов М.А., Ягудеев Р.Ш. Аналитическое определение предельной глубины скважины // Новости науки Казахстана, 2010, вып. №1 (104) – С. 59-63

- 14.Алиев Н.У., Баймухаметов М.А., Ягудеев Р.Ш. Исследование явления кавернообразования при наличии зон закритического состояния // Поиск, 2010, №1. – С. 266-269.
- 15.Алиев Н.У., Баймухаметов М.А., Ягудеев Р.Ш. Аналитическое исследование равновесного состояния скважины // Вестник Карагандинского университета, 2009, №4(56). – С. 55-58.
- 16.Алиев Н.У., Баймухаметов М.А., Ягудеев Р.Ш. Аналитическое исследование устойчивости стенок скважины // Наука и образование Южного Казахстана, 2009, №4 (77)- С.25-27.
- 17.Алиев Н.У., Баймухаметов М.А., Ягудеев Р.Ш. Напряженное состояние природного массива призабойной зоны скважины // Вестник КазНТУ, 2010, № 2 – С 132-134.

**ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ
ИСПОЛЬЗОВАННЫХ В АВТОРЕФЕРАТЕ ДИССЕРТАЦИИ**

Условное сокращение или обозначение	Полное название
В/Ц	Водо-цементное отношение
CaCO_3	Карбонат кальция
SiO_2	Оксид кремния
NaCl	Хлорид натрия
MgCO_3	Карбонат магния
ГОСТ	Государственный стандарт
КазНИГРИ	Казахский научно-исследовательский геолого-разведочный нефтяной институт
УГНТУ	Уфимский государственный нефтяной технический университет
К	Клинкерные минералы
Ca	Кальций
Si	Кремний
ПЦ	Портландцемент тампонажный
C_3S	Алит
C_2S	Белит
C_3A	Целит
C_4AF	Алюмоферрит
H_2O	Оксид водорода
НОГСК	Низкоосновные гидросиликаты кальция
ВОГСК	Высокоосновные гидросиликаты кальция
$\text{Ca}(\text{OH})_2$	Гидроксид кальция
CaAF_2H	Гидрокарбоалюмоферрит кальция
$3\text{CaAl}_2\text{O}_3\text{CaCO}_3 \cdot 11\text{H}_2\text{O}$	Гидрокарбоалюминат кальция (ГКАК)
$\text{CaSiO}_3\text{CaCO}_3\text{CaSO}_4 \cdot 15\text{H}_2\text{O}$	Таумасит
K_p	Коэффициент размалываемости
ЦМТР	Цементно-меловые тампонажные растворы
CaS	Сульфид кальция
FeS	Сульфид железа
CO_2	Углекислый газ
H_2S	Сероводород
В/С	Водо-смесовое отношение
$\sigma_{\text{из}}$	Прочность на изгиб
Р-р	Раствор
ОПФ	Обратная полюсная фигура

Ягудеев Рахметұлы Шамарданұлы

Ұңғыны шегендеу сапасын арттыру арқылы мұнай мен газ кен орындарын тиімді игеруін жетілдіру 25.00.17 Мұнай мен газ кен орындарын игеру және пайдалану

Түйін

Зерттеу нысандары. Цементтік тастың құрылымын зерттеу, тығыздығы төмендетілген тампонаждық материалдарды шығару және олардың коррозияға қарсы беріктігін арттыру.

Жұмыстың мақсаты: Шегендеуші құбырлардың цементтеудің сапасын арттыру арқылы мұнай мен газ кен орындарын тиімді игеруді жетілдіру, яғни

• Терең мұнай және газ ұңғымаларын цементтеу үшін қазіргі уақытқа сәйкес келетін тығыздығы төмендетілген тампонаждық материалдарды шығару және зерттеу.

• Тығыздығы төмен тампонаждық ерітінділердің технологиялық қасиеттерін жақсартатын әдістерді табу және оны зерттеу.

• Тығыздығы төмен тампонаждық ерітінділердің коррозияға қарсы беріктілігін арттыру және оны зерттеу.

• Жеңілдетілген тампонаждық материалдарды пайдалану және дайындау технологиясын жасау және оны негіздеу.

• цементтік тастың құрылымын зерттеу.

Зерттеу әдістері. Зертханалық зерттеулер нәтижелерінің дұрыстығын алдынала тексерілген өлшеу әдістері мен стандартты зерттеу қондырғылары мен құралдарын пайдалану негізінде жүзеге асты.

Тампонаждық композицияның құрылымын зерттеу үшін құрамына қататын өнімінің фазалық құрамын зерттейтін, кристады және аморфтық фазалардың сандық өлшемін анықтайтын және кристаллдар өскен кезде пайда болатын микрокернеулерді бағалайтын комплекстік әдіс жасалды, олар рентгенографиялық әдіспен және электрондық микроскоппен ЭМУ-де өлшенді.

Жұмыстың қорытындылары:

1. Минералды тұтқыр заттардың қатаюы нәтижесінде түзілген жасанды тастардың құрылымдық радиустары 30 \AA – дан кіші мк болып табылатыны анықталды. Жасанды тастардың су өткізгіштігі торлардың көлемдері $0,05 \text{ мк}$ шамасында болады.
2. Тампонажды ерітінділердің тығыздығын су мөлшерін көбейту арқылы төмендеуі үлкен кеуектердің көбеюіне, су өткізгіштік қасиетінің жоғарлауына және беріктіктің төмендеуіне әкелетіні анықталды.
3. Торлар таралымдары жағымды болу үшін жалпы кеуектілікті төмен ылғал өткізгіштігі торлардың құрамы цементтік тастың радиустары 500 \AA , ал көлемі $0,35 \text{ см}^3 / \text{см}^3$ -тан аспауы тиіс, ал тор радиусы 1 мк $0,05 \text{ см}^3 / \text{см}^3$ -тен көп болмауы тиіс.
4. Торлар таралымы жағымды болуы үшін цементтік тас жұқа талшықты құрылымдар түзіліп, кристалданып жаңа түзілген орталық кристалдар

саны көбеюі қажет. Бұл қатынаста цементтік таста жұқаталшықты төмен негізді тоберморит, ксонотлит, трукотит құрамында болуы тиіс.

5. $\text{Ca}(\text{OH})_2\text{--SiO}_2\text{--H}_2\text{O}$ жүйесіндегі тампонажды ерітінділердің қату мерзімін тежейтін механизмін зерттеуде винндік, фосфорлы және борлы қышқылдардың қосымша болуы кальций гидроксидінің сұйық фазасында шамамен төмендейді.
6. Кальций гидратының еру жылдамдығының төмендеуі оның бетіндегі осы қышқылдардың кальций тұздарының негізінде хемосорбциялы пленкалардың түзілу нәтижесінде пайда болғанын көрсетеді. Олардағы қозғалысты тежеу активтілігі мынандай қатарда: винндік > фосфорлы > борлы.
7. Кальций гидросиликаттарының фазалық ауысуы заңдылықтары физикалық құрам әдісі арқылы оптималді құрамы анықталды. Жеңіл әктік-құмдық ерітінділердің қатаюындағы өнім негіздігі бір шамасында болып келген гидросиликаттар екені табылды. Оларға CSH(B), тобермит және ксонотлит те болу мүмкін.
8. $\text{Ca}(\text{OH})_2\text{--SiO}_2\text{--H}_2\text{O}$ жүйесіндегі тампонажды ерітінділердің қатаюына фторлы натрийдың интенсификациялық әсері тәжірибе жүзінде дәлелденді. Фторлы натрийдың интенсификациялық әсерінің қатаю кезіндегі механизмін зерттеуде кальций гидроксидтерінің гидросиликаттардың тез байланысуы мен түзілу кристалды түрлерінің пайда болу ықпал етеді.
9. Фторлы натрий қоспаға қосқанда ол жасанды тастың құрылымын кеуекті етіп ұсақтап кристалдандырады.
10. Кальций карбонатының жандыру өнімін біріктіру әдісі арқылы құрамында 65-тен 95 % CaO бар тампонажды материал НРВ өнделді.

Ғылыми жаңалығы. Өткізілген зерттеулердің ғылыми жаңалығы мыналар болып табылады:

- тығыздығы төмен цемент және карбонатты қоспалар негізіндегі жеңілдетілген тампонаждық ерітіндіні алу мүмкіндігі теориялық түрде негізделді және тәжірибе түрінде дәлелденді;
- карбонатты және силикатты өспаларының құрамы негізінен тоберморит және ксонотлиттен тұратыны анықталды, олар ұңғыларды сапалы шегендерге және кеңістіктегі цементтік тастың беріктігін арттыруға ықпал етеді;
- карбонатты және силикатты қоспалар қосу арқылы тампонаждық материалдардың коррозияға қарсы беріктілігін арттыруға болатындығы теориялық түрде негізделді және тәжірибе жүзінде дәлелденді.

Енгізу дәрежесі. Ұңғымалардың саңылаусыздығын қаматамасыз етуге және оның цементтеудің сапасын және тұрақтылығын арттыруға бағытталған шаралар. Атырау облысында Солтүстік Жаңаталап мұнай кен орындарында өндірістік сынақтан өтті, оның нәтижесінде ұңғы шегендеу сапасының көрсеткішін 0,74-тен 0,93-ке көтерді.

RAKHMETULLA S. YAGUDEEV

DEVELOPMENT OF OPTIMUM ENVIRONMENT OF OIL AND GAS DEPOSITS ENVIRONMENTS BY UPGRADING CEMENTATION OF MINING HOLES

Dissertation for the scientific degree of Technical Sciences

Speciality: 25.00.17. Development and exploitation of oil and gas deposits

SUMMARY

Subject of research. A research object is Research of structure of cement stone, selection of cementing materials of the lowered closeness and research of corrosive firmness of cementing materials

Purpose of research. - By high-quality cementation of mining holes to develop optimum external of oil and gas deposits environments, namely:

Research tasks:

- to develop and probe cementing materials of the lowered closeness, proper the modern terms of cementation of deep oil and gas mining holes;
- to develop and probe the methods of improvement of technological properties of cementing solutions of the lowered closeness;
- to develop and probe corrosive firmness of cementing materials of the lowered closeness;
- to probe the structure of cement stone

Research methods

- Properties of cementing material were studied both standard and special methods of research.
- The study of the difficult cement systems was made sciagraphy methods and on the electronic microscope of EM-7, on which the change of quantitative correlation was determined crystalline and amorphous constituents structures of cement stone, arising up in the process of growth of kristalitov

Basic results of research

1. It is set that the structure of artificial stone, appearing at hardening of mineral astringent matters, is characterized the presence of pores with radiuses from 30 E to a few mk. Permeability to water of artificial stone depends on the volume of pores a radius more than 0,05 mk.
2. It is shown that the decline of closeness of cementing solutions by the increase of their results in the considerable increase of maintenance of large pores, sharp increase of permeability to water and decline of durability.
3. It is shown that low permeability to water at high general porosity is arrived at by providing of the favourable distributing of pores. Table of contents of pores a radius more than 500 E in the volume of cement stone it must be not higher 0,35 sm³/sm³, pores by a radius more than 1 mk not higher 0,05 sm³/sm³.
4. It is set that the favourable distributing of pores on radiuses in a cement stone can be got at the increase of number of centers of crystallization of new formations, by their shallow crystallization, formation of structures. In that behalf being in the

cement stone of fibred gidrosilikats of CSH(B) is desirable tobermorit, ksonotlit, truskottit.

5. At the study of mechanism of deceleration of terms of grasping of cementing solutions it is set on the basis of the system, that at presence of additions of winy, phosphoric and boric acids the concentration of hydrate of oxide of calcium in a liquid phase goes down considerably.

6. It is shown that the decline of speed of dissolution of hydrate of oxide of calcium is conditioned education on his surface of khemosorbcionnykh tapes as calcium salts of these acids. On activity of slowing action of acids they can be disposed in a row: wine > phosphoric > coniferous forest.

7. In the standards of optimum composition the physical methods of structural analysis are set conformity to the law of phase transitions of gidrosilikatov of calcium. The gidrosilikaty of calcium appeared the products of consolidation of the facilitated lime-silica solutions, mainly, with osnovnost'yu near unit. To them behaves, tobermorit and, possibly, ksonotlit, which provide properties of artificial stone, necessary for the reliable isolation of productive horizons and effective fastening of operating columns in mining holes, namely durability higher 40 kgs/sm² at a compression, permeability to water below 0,1 ml, absence of usadki at hardening and heat-resistance.

8. The intensifying actions of fluorine sodium are experimentally proved in the process of hardening of cementing solutions on the basis of the system . At the study of mechanism of intensifying action of fluorine sodium it turned out on the process of hardening, that fastening of hydroxide of calcium and formation of well varieties of gidrosilikats took a place quick. The considerable influencing is rendered by addition of fluorine sodium on sruktur of artificial stone, doing it thinly porous and small kristallic

9. By the joint grade of product of burning of carbonate of calcium and modifying additions tamponazhnyy material of NRV, containing from 65 to 95% SAO, is developed .

Scientific novelty of work:

- in theory grounded and possibility of receipt of cementing solutions of the lowered closeness in the wide interval of closenesses on the basis of astringent and carbonate additions is experimentally confirmed;
- Tobermorit and ksonotlit appeared the products of consolidation of the facilitated lime-silica solutions, which render considerable influence on high-quality cementation of mining holes and increase of durability of cement stone.
- In theory grounded and the increase of corrosive firmness of cementing material and silicate addition is experimentally confirmed.

Practical value. Developed requirement to the cementing systems of the lowered closeness on the whole and to their constituents. Compounding of the facilitated cementing materials is developed for the temperature interval of 20.120 os;

Realization of work is in industry. The experimentally-industrial test of extending addition of NRV is conducted on a deposit North Zhanatalap, as a result of which it was succeeded to heave up the coefficient of quality of cementation of mining holes from 0,74 to 0,93.