

На правах рукописи

Саид Ибрагим Али Фара

**РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ
ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА
ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.15 – “Технология бурения и освоения скважин”

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа-2003

Работа выполнена на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин
Уфимского государственного нефтяного технического университета

Научный руководитель доктор технических наук, профессор
Агзамов Фарит Акрамович

Официальные оппоненты: доктор технических наук,
старший научный сотрудник
Крысин Николай Иванович

кандидат технических наук
Чезлов Андрей Александрович

Ведущая организация Татарский научно-исследовательский
проектный институт нефти
(ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть»

Защита состоится « 21 » марта 2003 года в 15³⁰ на заседании
диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном
нефтяном техническом университете по адресу:
450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского
государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан « 17 » февраля 2003 года

Ученый секретарь диссертационного совета

Матвеев Ю.Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Успешное решение задачи по обеспечению добычи углеводородного сырья связано с необходимостью повышения эффективного использования фонда скважин и реализации методов увеличения нефтеотдачи, оказывающих минимальные переменные нагрузки (механические и гидравлические) на крепь скважин.

Потеря герметичности зацементированного заколонного пространства приводит к межколонным давлениям, преждевременному обводнению добываемой нефти или перетоку жидкости, закачиваемой в пласты для поддержания пластового давления, в пресноводные или неэксплуатируемые горизонты, что значительно осложняет и удорожает процесс эксплуатации месторождений. Восстановление герметичности крепи скважин часто связано с повторным цементированием и водоизоляцией, и поэтому данные виды работ занимают значительную долю в общем объеме ремонтно-восстановительных работ.

По проблеме восстановления герметичности заколонного пространства скважины выполнено много теоретических и промысловых исследований, в результате которых предложены и успешно применяются методы повторного цементирования, исправления некачественного цементного кольца, а также различные тампонажные материалы для их осуществления. Несмотря на несомненные достижения, ныне существующие пути решения рассматриваемой проблемы не полностью удовлетворяют требованиям ремонтно-восстановительных работ.

В последние годы одним из наиболее перспективных направлений при ограничении водопритоков в нефтяных скважинах стало использование гелеобразующих композиций, обладающих целым рядом преимуществ перед традиционными тампонирующими материалами. Мы полагаем, что достоинства гелеобразующих водоизолирующих композиций возможно использовать для восстановления герметичности заколонного пространства, в том числе герметичности цементного кольца.

Следовательно, актуальной является разработка герметизирующих гелеобразующих составов, обладающих высокой проникающей способностью в негерметичное заколонное пространство с образованием надежного изоляционного барьера. Исходными реагентами для герметизирующих композиций могут являться как органические, так и неорганические соединения. Их выбор определяется технологической и экономической эффективностью.

Цель работы

Восстановление герметичности заколонного пространства скважин при их капитальном ремонте с использованием новых герметизирующих гелеобразующих составов.

Задачи исследования

1. Теоретическое обоснование требований к свойствам и составу гелеобразующих составов.

2. Исследование возможности получения упрочняющего гелеобразующего состава из алюмосиликатсодержащих шлаков (отходов металлургических производств).

3. Определение гелеобразующей способности феррохромового саморассыпающегося шлака (СРШ) и разработка технологических приемов, повышающих его растворимость.

4. Изучение кинетики гелеобразования разработанных композиций в зависимости от концентрации исходных компонентов, температуры, минерализации пластовой воды.

5. Экспериментальное изучение герметизирующей способности гелеобразующих составов и разработка нормативной документации и предложений по внедрению разработок.

Методы исследования

Поставленные задачи решались в лабораторных условиях с использованием стандартных методик, приборов, оценки погрешностей

выполненных измерений и статистической обработки полученных данных с применением ПЭВМ.

Научная новизна

1. Установлена возможность использования саморассыпающегося шлака (СРШ) для получения гелеобразующей герметизирующей композиции.

2. Уточнен механизм гелеобразования гидроксида алюминия в присутствии кремневой кислоты для композиций на основе саморасыпающихся шлаков и соляной кислоты.

3. Выявлена активирующая роль дезинтеграторной обработки саморассыпающегося шлака на его растворимость и кинетику гелеобразования разработанных композиций.

4. Выявлены закономерности изменения физических свойств гелеобразующих композиций от термодинамических условий гелеобразования и компонентного состава ингредиентов.

Практическая ценность

Разработан герметизирующий гелеобразующий состав на основе неорганических отходов промышленности, обладающий высокой проникающей способностью и позволяющий создать прочный непроницаемый изоляционный экран.

Разработан технологический регламент по получению и применению гелеобразующих составов для проведения работ по восстановлению герметичности заколонного пространства в нефтяных и газовых скважинах.

Разработанный экспериментальный стенд и предложенная усовершенствованная методика измерения пластической прочности гелеобразующих составов могут использоваться в учебном процессе при проведении лабораторных занятий со студентами специальности “Бурение нефтяных и газовых скважин”.

Апробация работы

Результаты и основные положения диссертационной работы докладывались на III конгрессе нефтегазопромышленников России, секция «Проблемы нефти и газа» (Уфа, 2001г.); на межотраслевой научно-практической конференции “Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе” (ТГНГТУ, Тюмень, 2001г.); на VI Международном симпозиуме студентов, аспирантов и молодых ученых им. акад. М.В. Усова “Проблемы геологии и освоения недр” (Институт геология и нефтегазового дела Томского политехнического университета, 2002г.); на Научно-практической конференции «Минерально-сырьевая база республики Башкортостан: Реальность и перспективы» (Уфа, 2002г.); на 52-й и 53-й научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых (г. Уфа, 2001-2002гг.).

Публикации. Основные научные положения и результаты диссертационной работы освещены в 11-ти печатных работах, в том числе в 6-ти статьях и тезисах 5-ти докладов. На заявку «Гелеобразующий состав» получено положительное решение о выдаче патента.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и основных выводов; изложена на 150 страницах машинописного текста и содержит 23 рисунка, 22 таблицы и список литературы из 111 наименований.

В процессе выполнения исследований автор пользовался советами и консультациями своего научного руководителя доктора технических наук, профессора Ф.А. Агзамова, которому автор глубоко благодарен. Автор считает своим долгом выразить признательность докторам технических наук, профессорам Н.Х.Каримову, Л.А.Алексееву, сотрудникам кафедры бурения нефтяных и газовых скважин УГНТУ, сотрудникам отдела крепления скважин ГНПП «Азимут» Газизову Х.В. и Кононовой Т.Г., оказавшим неоценимую помощь в работе над диссертацией.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность проблемы, отмечены цель работы и задачи исследований, научная новизна и практическая значимость представленной работы.

В первой главе показаны основные причины нарушения герметичности заколонного пространства и проанализированы существующие технологии восстановления герметичности крепи скважин.

Большой вклад в изучение причин потери герметичности заколонного пространства и разработку технологий и материалов для их восстановления внесли Агзамов Ф.А., Арестов Б.В., Ахметов А.А., Бережной А.И., Блажевич В.А., Гасумов Р.А., Зозуля Г.П., Каримов Н.Х., Кирпиченко Б.И., Кошелев А.Т., Леонов Е.Г., Маляренко А.В., Мамедов А.А., Овчинников В.П., Рябоконт С.А., Сержантов А.А., Стрижнев В.А., Тенн Р.А., Уметбаев В.Г., Фаттахов З.М., Шарипов А.У., Шерстнев Н.М. и др. Несмотря на большой объем работ в этой области, вопрос предупреждения миграции флюидов по заколонному пространству и в настоящее время остается актуальным в связи с постоянно меняющимися во времени пластовыми условиями и ужесточением экологических требований.

В общем случае причины негерметичности заколонного пространства можно разделить на первичные, связанные с некачественным креплением скважины, и вторичные, связанные с технологическими операциями в скважине при их эксплуатации и ремонте (гидравлические и термические воздействия, куммулятивная перфорация, соляно–кислотная обработка, гидроразрыв пласта, глушение, закачка технологических жидкостей, установка цементных мостов с последующим разбуриванием, ловильные работы, спуск и подъем НКТ, коррозионное разрушение цементного камня и др.). Все это приводит к ослаблению связи цементного камня с ограничивающими поверхностями и в определенных случаях к образованию зазора.

При существующей технологии цементирования и применяемых тампонажных материалах можно даже говорить о некоторой неизбежности

образования каналов между цементным камнем и обсадными трубами или цементным камнем и горными породами и последующей миграции флюидов по ним.

В зависимости от величины приемистости, расстояния между интервалом перфорации и источником перетока, направления перетока и величины планируемой депрессии на продуктивный пласт восстановление герметичности заколонного пространства может проводиться закачкой изоляционных составов через существующий интервал перфорации продуктивного пласта или через специальные отверстия, реже - через нарушение (дефект) эксплуатационной колонны.

К настоящему времени разработано множество изоляционных составов для восстановления герметичности заколонного пространства скважины, анализ и результаты применения которых показали, что большинство из них имеют определенный набор необходимых и важных свойств, однако составы, обладающие комплексом необходимых качеств, практически отсутствуют.

Основными недостатками большинства тампонирующих материалов являются их низкая проникающая способность, токсичность, высокая стоимость, низкая седиментационная устойчивость, взрыво- и пожароопасность, большая чувствительность к окружающей температуре и колебаниям в соотношениях компонентов, свойства которых при хранении меняются.

Для обеспечения необходимых условий эксплуатации скважины требуется разработка более эффективных герметизирующих составов, позволяющих качественно восстановить герметичность заколонного пространства.

Во второй главе обоснованы требования к свойствам герметизирующих составов (композиций), показан механизм образования геля, рассмотрена рабочая гипотеза, приведено обоснование выбора реагентов, состава и рецептуры гелеобразующей композиции, дано описание

экспериментального стенда и методик проведения исследований по оценке герметизирующей способности гелеобразующих составов.

Как правило, надежное восстановление герметичности заколонного пространства обеспечивают составы, глубоко проникающие в негерметичность крепи скважины и обладающие максимальным значением прочности после гелеобразования, и, следовательно, высоким сопротивлением давлению гидропрорыва. Причем гелеобразующие составы для максимально глубокого проникновения в зону негерметичности на стадии закачки должны иметь минимальную (близкую к воде) вязкость.

Для обоснования необходимой вязкости гелеобразующих составов и их прочности после образования геля были проведены оценочные расчеты. При этом рассчитывался перепад давления при закачке композиции вязкостью 1,2 - 2,5 мПа·с, расходом $0,03 \cdot 10^{-6}$ м³/с, через образец с поперечным сечением $0,615 \cdot 10^{-3}$ м², длиной 1 м и коэффициентом проницаемости 0,05 - 0,5 мкм². На основе полученных результатов был вычислен градиент давления прорыва воды (гидропрорыва) через образец, насыщенный гелеобразующей композицией, при прочности геля 10 - 30 Па. Расчеты показали, что гелеобразующие составы на неорганической основе способны проникать в проницаемые зоны на заданную глубину при давлениях закачки от 0,11 до 2,30 МПа. Образовавшийся в проницаемых зонах гель, в зависимости от вязкости, прочности и коэффициента проницаемости породы, препятствует прорыву воды при градиентах давлений от 3 до 27 МПа/м.

Поскольку на контакте цементного камня с обсадной колонной более вероятно образование щелевых каналов, по такой же методике была оценена изолирующая способность гелеобразующих составов для данного вида негерметичности крепи. Показано, что композиция, закачанная в щелевые каналы размером 0,05 - 0,20 мм и перешедшая в гель прочностью 10 - 30 Па, выдерживает градиент давления соответственно 0,1 - 1,2 МПа/м. Полученные значения соответствуют реально существующим перепадам давлений между пластами в добывающих нефтяных скважинах и свидетельствуют о

возможности применения герметизирующих гелеобразующих композиций для восстановления герметичности закомонного пространства, нарушенного при проведении работ внутри обсадной колонны.

Анализ литературных публикаций, научно-исследовательских работ и результатов применения тампонирующих растворов при ремонтно-изоляционных работах позволяет обобщить требования к герметизирующим составам, которые сформулированы ниже:

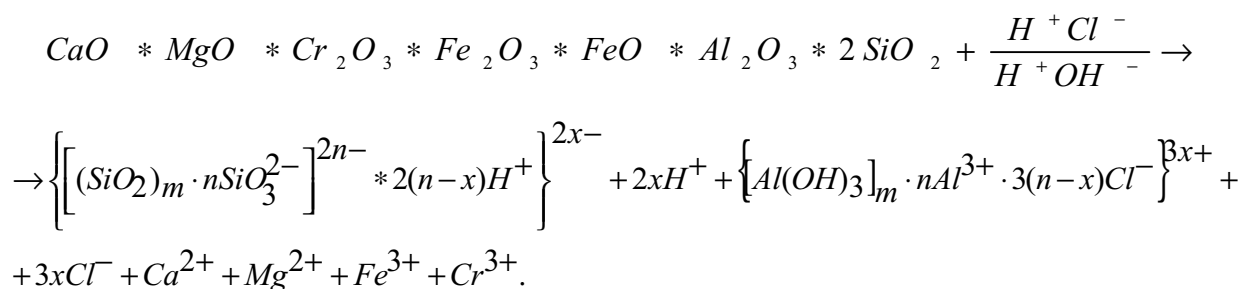
- начальная вязкость не более 2,5 мПа*с;
- сохранение начальной вязкости не менее 4 часов;
- регулируемое время гелеобразования при температурах 20- 200 °С;
- глубина проникновения раствора не менее 2 м;
- прочность после гелеобразования не менее 15 Па;
- гомогенность и отвердевание по всему объему;
- безусадочность и высокие адгезионные свойства;
- выдерживание градиента давления не менее 5 МПа/м;
- сохранение естественной проницаемости нефтенасыщенных пород;
- сохранение окружающей среды;
- низкая коррозионная активность по отношению к цементному камню и обсадным трубам;
- простота, удобство в приготовлении;
- низкая стоимость и недефицитность материалов;
- экологическая безопасность применяемых материалов.

В наибольшей степени указанным требованиям отвечают композиции на основе неорганических отходов промышленности.

Объектом исследования в работе был выбран отход металлургического производства - феррохромовый саморассыпающийся шлак (СРШ). Для примера приведем химический состав саморассыпающегося шлака Челябинского завода, который содержит: CaO - 50-56%, MgO - 8-12%, Al₂O₃ - 5-8%, SiO₂ - 24-27%, Cr₂O₃ - 3-7%, Fe₂O₃ - 0,8-0,9%, FeO - 1-2%, прочие примеси - 4-9%. Саморассыпающийся шлак представляет собой дисперсный порошок с

удельной поверхностью около 200 м³/кг. Он является многотоннажным отходом промышленности, имеющим 4 класс опасности.

Нами теоретически была показана возможность образования прочного геля при взаимодействии СРШ с раствором соляной кислоты. При этом в результате химической реакции между СРШ и соляной кислотой происходит образование коллоидных частиц кремнезема и гидроксида алюминия по схеме



При относительно низкой концентрации СРШ за счет полимеризации кремневой кислоты в растворе образуется гель, а алюминий присутствует в виде растворимой соли и в гелеобразовании не участвует. Но при повышении концентрации СРШ в растворе происходит коагуляция гидроксида алюминия ввиду его амфотерности, а полимеризация монокремневой кислоты идет более продолжительно и не успевает завершиться из-за быстрого расхода соляной кислоты.

Таким образом, при использовании СРШ и соляной кислоты гелеобразование протекает в три стадии: а) полимеризация мономера с образованием коллоидных частиц; б) рост коллоидных частиц; в) связывание коллоидных частиц сначала в разветвленные цепочки, затем в сетки, распространяющиеся на всю жидкую среду и уплотняющие ее в гель.

Поскольку скорость гелеобразования композиции зависит от удельной поверхности СРШ, были рассмотрены способы ее увеличения. После анализа существующих технологических приемов повышения удельной поверхности дисперсных материалов и применяемых помольно-смесительных агрегатов был сделан вывод о перспективности дезинтеграторной технологии. Основанием для данного заключения являются и результаты работ проф. Каримова Н.Х. и других авторов, показавших, что при дезинтеграторной обработке твердых

веществ одновременно с увеличением удельной поверхности обрабатываемых материалов происходит их активация. Все это должно привести не только к повышению растворимости СРШ, но и к значительному повышению прочности получаемого геля, благодаря открытию дополнительных активных связей (центров), участвующих в формировании прочных коллоидных растворов.

Для повышения прочности получаемого геля и регулирования водородного показателя рН в раствор добавлялся оксид кальция. Его введение, повышая водородный показатель композиции, способствует образованию дополнительных межмолекулярных связей и повышает прочность получаемого геля. Такие изменения связаны с образованием “сшитых” через катионы щелочно-земельных металлов термостабильных объемных структурированных гелей.

Свойства гелеобразующих составов измерялись стандартными приборами, применяемыми для измерения свойств буровых растворов.

Во многих работах, посвященных герметизации заколонного пространства и оценке применяемых для этого материалов, в качестве критерия использовалось давление гидро- или газопрорыва (давление начала фильтрации жидкости или газа) через образец породы, или элемент модели заколонного пространства. Мы полагаем, что большую объективность даст градиент давления гидро- или газопрорыва (градиент начала фильтрации), получаемый отношением давления к длине образца. Именно он является количественным показателем герметизирующей способности гелеобразующих составов и в достаточной мере характеризует условия ликвидации перетоков. Метод достаточно сложен, поэтому для качественной характеристики гелеобразующих композиций был использован показатель пластической прочности, для определения которого предложена усовершенствованная методика академика П.А. Ребиндера. При этом стальной конус прибора был заменен пластмассовым с углами при вершине 30, 45, 60°.

Для испытания гелеобразующих составов в условиях, приближенных к условиям работы крепи скважин, а также для оценки возможности применения

гелеобразующих составов для герметизации перетоков газа был разработан и изготовлен экспериментальный стенд, схема которого приведена на рис. 1. Его основным узлом являются наборные секции НКТ диаметром 73 мм, моделирующие затрубное пространство скважин. Нижняя часть секции НКТ 17 имеет отвод для соединения с газовым или водяным баллоном. Секции установки соединяются между собой с помощью муфт 8. Верх установки закрывается крышкой 16. Давление контролируется через отводы, находящиеся в соединительных муфтах, в верхней и нижней крышках. Установка позволяет собрать модель любой длины с подачей пластового флюида (газ, жидкость) под давлением в любом месте модели «затрубного пространства» и производить контроль давлений на любом участке «скважины».

Методика экспериментов предусматривала приготовление цементного раствора, его заливку в трубу установки и последующее ожидание затвердевания (ОЗЦ) в течение 24 часов. Затем к нижнему отводу подводился газ и создавалось избыточное давление, регистрируемое манометрами 1, 2, 3. Прорыв газа определялся по изменению давления на остальных манометрах 4, 5, 6.

В экспериментах по исследованию водоизолирующей способности геля в установке предусматривалось формирование камня (модели породы) с заданной проницаемостью. Сначала определялась проницаемость модели по воде, затем проводилась закачка расчетного объема гелеобразующего состава. После выдержки необходимого времени для образования геля модель испытывалась на прорыв по воде с последующим определением проницаемости камня.

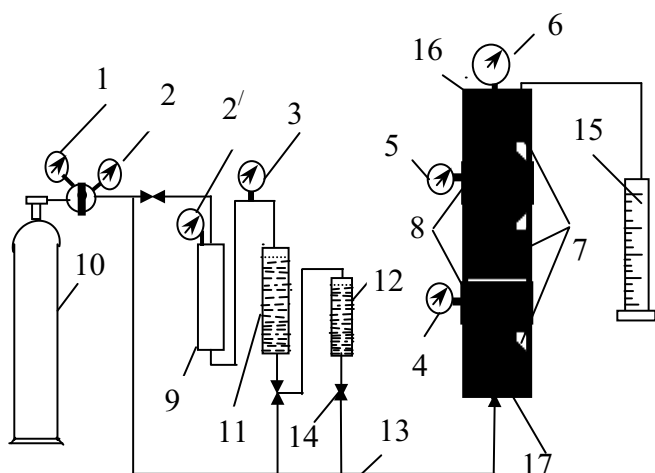


Рис.1. Схема экспериментального стенда:

1,2,2',3,4,5,6-манометры; 7- НКТ; 8- соединительные муфты; 9- бак для плавного пуска газа; 10- баллон с сжатым азотом; 11- бак для закачиваемой жидкости; 12- бак для воды; 13- трубки высокого давления; 14- вентили; 15- мерная емкость; 16- верхняя крышка; 17- нижняя крышка

Оценка герметизирующей способности гелеобразующего состава также проводилась и на установке УИПК. Объектами исследования на УИПК являлись искусственные керны, изготовленные путем добавки кварцевого песка к портландцементу при различных водоцементных отношениях.

Качественная сторона проводимых исследований сводилась к снижению фильтрации газа или воды через геленасыщенный образец до нуля при определенном перепаде давления на концах образца.

В случае, когда после выдержки гелесодержащей модели под давлением обнаруживался прорыв флюида, фиксировалось давление прорыва, по которому рассчитывали градиент давления прорыва. Сравнением первоначальной проницаемости образцов с проницаемостью после закачки и упрочнения геля определялась герметизирующая способность гелеобразующих составов.

В третьей главе изложены результаты лабораторных исследований влияния некоторых физико-химических факторов на свойства разработанных гелеобразующих составов на основе СРШ и соляной кислоты.

Исследовалось влияние концентрации исходных компонентов, температуры и минерализации раствора на время гелеобразования и прочность полученного геля. При этом за время гелеобразования принималось время, за которое гель достигает прочности 5,0 Па.

Для определения влияния концентрации исходных реагентов на исследуемые параметры использовался метод рационального планирования эксперимента, который позволил получить математические выражения, связывающие переменные факторы с исследуемыми параметрами:

$$Y_i = a_0 + a_1X_1 + a_2X_2 + a_3X_3,$$

где Y_i - оценочные параметры, в качестве которых были время гелеобразования, пластическая прочность, водородный показатель;

a_0, a_i - коэффициенты уравнения множественной линейной регрессии.

В качестве входных (переменных) факторов были взяты: X_1 - концентрация СРШ (8 - 11%); X_2 - концентрация HCl (7 - 10 %); X_3 - концентрация CaO (0,5 - 0,8%).

Степень влияния переменных факторов на величины оценочных параметров определялась по коэффициенту эластичности. При этом было установлено, что изменение концентрации соляной кислоты оказывает большее влияние на время гелеобразования и пластическую прочность. В то же время, концентрация СРШ сильнее влияет на водородный показатель.

В результате исследования влияния концентраций исходных компонентов на время гелеобразования установлено, что увеличение СРШ от 7 до 12 % приводит к уменьшению времени гелеобразования от 3 суток до 4 часов.

Применение минерализованной воды при приготовлении гелеобразующих растворов уменьшает время начала гелеобразования. В частности, засолонение пресной воды до плотности 1060 кг/м³ сокращает время гелеобразования с 20 до 17 часов.

С повышением температуры время гелеобразования уменьшается. Так при 20⁰С время гелеобразования составляет 41 - 19 часов, а при температуре 70⁰С время гелеобразования уменьшается до 13 - 5 часов, в зависимости от компонентного состава. Наиболее существенное уменьшение времени гелеобразования происходит при температуре до 50⁰С. Также с повышением температуры от 20 до 70⁰С увеличивается прочность геля от 16 до 28 Па в зависимости от концентрации реагентов.

Гелеобразующие составы обладают повышенной термостойкостью, составляющей более 180⁰С.

В лабораторных условиях исследовалось влияние степени активизации СРШ в дезинтеграторе на его растворение и прочность получаемого геля. Эксперименты показали, что повышение удельной поверхности от 185 до 450 м²/кг приводит к уменьшению содержания нерастворившегося остатка СРШ в растворе соляной кислоты от 17 до 2%.

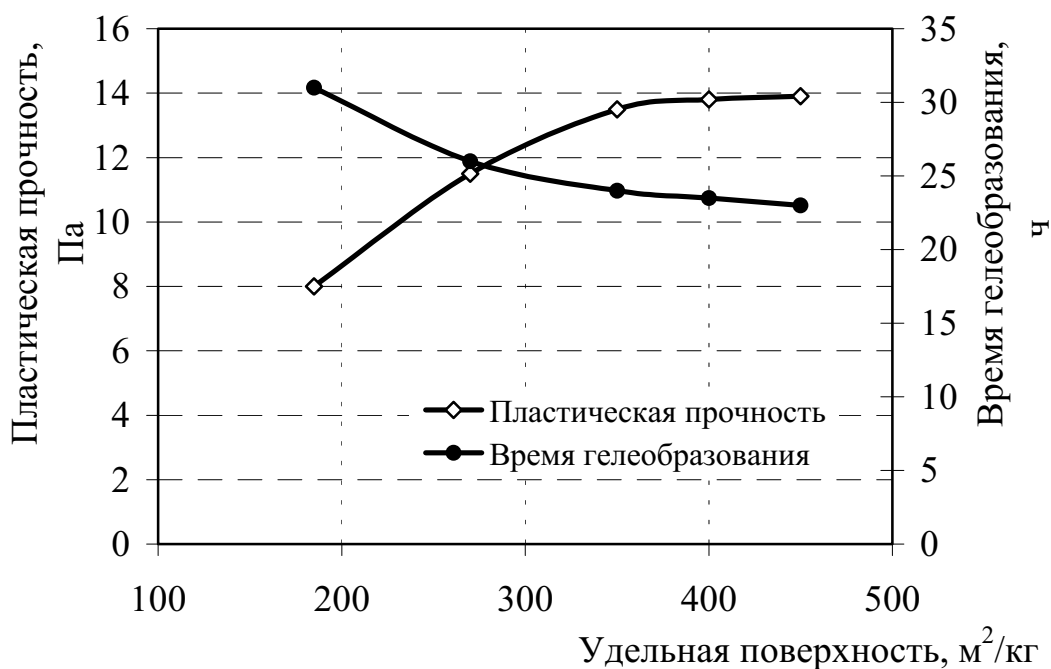


Рис. 2. Влияние удельной поверхности СРШ

на время гелеобразования и пластическую прочность геля

Из рис. 2 видно, что при увеличении удельной поверхности пластическая прочность геля повышается почти в 2 раза.

При удельной поверхности саморассыпающегося шлака 400 м²/кг и выше дезинтеграторная обработка перестает оказывать влияние на время гелеобразования и прочность геля. Разработанный гелеобразующий состав имеет вязкость 1,13- 2,23 мПа*с, в зависимости от концентрации реагентов, и это значение остается постоянным в течение 3- 5 часов (до начала времени гелеобразования), достигая 62,11 мПа*с. Плотность гелеобразующих композиций меняется от 1064 до 1109 кг/м³.

Результаты экспериментальных исследований свойств разработанных гелеобразующих составов позволили обосновать возможность их применения в качестве герметизирующей композиции. Для более детального исследования герметизирующей способности гелеобразующих композиций были выбраны составы, представленные в табл.1. При практически равных показателях, используемых на этапе приготовления и закачки состава, они существенно отличаются друг от друга прочностью получаемого геля.

Таблица 1

Состав и свойства гелеобразующих композиций

Номер композиции	Концентрации исходных реагентов, %			Вязкость, мПа*с	Плотность, кг/м ³	Время гелеобразования, ч	Пластическая прочность, Па
	СРШ	HCl	CaO				
1	11	9	0,7	1,20	1109	21	22,26
2	10	9	0,7	1,17	1105	22	18,56
3	9	8	0,8	1,13	1093	29	10,50

В четвертой главе приведены результаты исследования герметизирующей способности разработанных гелеобразующих составов (композиций) и обоснование технологического регламента на их применение для восстановления герметичности заколонного пространства скважин.

Исследования проводились на экспериментальном стенде при постоянных геометрических характеристиках модели пористой среды (длина 0,4 м, внутренний диаметр 0,055 м) и объемах закачки. В качестве входных факторов были выбраны коэффициент проницаемости камня и прочность геля, которые соответственно изменялись в пределах 0,1 - 0,4 мкм² и 10 - 22 Па.

Результаты некоторых экспериментов, проведенных на экспериментальном стенде при 20⁰С, представлены в табл.2.

Таблица 2

Результаты оценки герметизирующей способности гелеобразующих композиций

Номер эксперимента	Проницаемость образца, мкм ²	Композиция, по табл.1	Пластическая прочность, Па	Градиент давления газопробыва, МПа/м	Градиент давления гидропробы, МПа/м	Снижение водопроницаемости, раз
1	0,136	1	22,26	Прорыв отсутствует		
2	0,253	1	22,26	-//-		

3	0,417	1	22, 26	-//-		
4	0,151	2	18,56	-//-		
5	0,245	2	18,56	-//-		
6	0,428	2	18,56	-//-		
7	0,126	3	10,50	8,5	11,2	61
8	0,273	3	10,50	7,3	10,0	76
9	0,389	3	10,50	5,7	8,3	65

Из приведенных данных видно, что проницаемость камня по воде и по газу после обработки его гелеобразующим составом может быть снижена практически до нуля. В экспериментах 1 - 6 гелеобразующие композиции с пластической прочностью 18 - 22 Па предотвращают прорыв и при градиенте давления 12,5 МПа/м. При применении гелеобразующей композиции с пластической прочностью 10,5 Па (эксперименты 7 - 9) наблюдается прорыв газа и воды, причем сопротивление прорыву по газу в 1,4 раз меньше, чем по воде. Предельный градиент давления гидропрорыва по воде составил 8,3 - 11,2 МПа/м, а снижение проницаемости в зависимости от характеристики модели в 61 – 76 раз.

Эксперименты показали, что исследуемые гелеобразующие составы обладают высокой герметизирующей способностью за счет равномерного и полного заполнения пористой среды проницаемой модели и создания прочного непроницаемого изоляционного экрана. Мы считаем, что в зависимости от характера нарушения за колонного пространства в качестве герметизирующего гелеобразующего состава могут рекомендоваться композиции с пластической прочностью 18 Па и больше.

На экспериментальном стенде также исследовалось влияние длины образцов, заполненных гелеобразующим составом, на давление гидропрорыва при применении состава № 3 (9% СРШ, 8% HCl и 0,8% CaO). Также изучалась возможность герметизации предложенными составами сквозных искусственных каналов в модели. Для этого в цементном камне и в контактной

зоне «цемент – труба» формировалось один или два искусственных канала диаметром по 0,5 мм. Для герметизации был применен состав № 1, обладающий наибольшей пластической прочностью (11% СРШ, 9% НСІ, 0,7% СаО). Результаты экспериментов (5 и 6 по табл.3) свидетельствуют о том, что разработанные составы способны полностью предотвратить фильтрацию воды при достаточно больших градиентах давления (до 3,75 МПа/м).

Поскольку проблема герметизации заколонного пространства весьма актуальна для газовых скважин, на экспериментальной установке (рис. 1) была исследована способность герметизирующего гелеобразующего состава к изоляции газопрорыва. Методика предусматривала приготовление цементного раствора из портландцемента с водоцементным отношением 0,8, заливку его в трубу 7 экспериментальной установки и последующее ОЗЦ в течение 24 часов. Затем к нижнему отводу подводился газ и создавалось избыточное давление в 1 МПа, которое через 40 минут на всех манометрах сравнивалось.

Затем в негерметичный цементный к амень через отвод 13 закачали гелеобразующий состав в объеме, равном объему пор цементного камня (до выхода через отверстие для манометра б).

Таблица 3

Герметизирующие свойства гелеобразующих составов

при различной глубине проникновения и наличии искусственных каналов

Номер эксперимента	Образец			Проницаемость по воде, мкм ²		Градиент давления гидропрорыва, МПа/м	Снижение водопроницаемости, раз к ₁ /к ₂
	состав модели	длина, м	диаметр, м	до заправки ГОК К ₁	после заправки ГОК К ₂		
1	ПЦ+П	0,4	0,055	0,367	0,0042	9,45	87
2	-//-	0,8	0,055	0,434	0,0036	10,40	121
3	-//-	1,2	0,055	0,336	Прорыв отсутствует*		
4	-//-	1,6	0,055	0,270	Прорыв отсутствует*		
5	ПЦ	0,4	0,055	2,530	0,1330	3,75	19

6	ПЦ	0,4	0,055	4,132	0,1770	1,50	23
				0,177	0,0107	3,33	16**

Примечания:

1. В опыте 5 образец имел один искусственный канал диаметром 0,5 мм, в опыте 6 - два искусственных канала диаметром 0,5 мм.
2. * Прорыв отсутствует при перепаде давления 9 МПа.
3. **Результат получен при повторной закачке гелеобразующего состава.
4. ПЦ – портландцемент, П – песок.

Через 24 часа осуществили проверку прочности образовавшегося геля на прорыв по газу под давлением 5,5 МПа. На всех контрольных манометрах, кроме 4, давление было равно нулю. На манометре 4 через 2 часа давление составило 0,07 МПа. При выдержке системы в покое под давлением 5,5 МПа в течение последующих 48 часов давление на манометрах не изменилось. Мы полагаем, что данные эксперименты убедительно доказывают возможность использования гелеобразующих композиций для ликвидации негерметичности газовых скважин.

На следующем этапе работы герметизирующие свойства гелеобразующих составов исследовались на установке УИПК в условиях, приближенных к пластовым, при различных проницаемостях кернов и наличии искусственных трещин. Результаты экспериментов приведены в табл. 4.

Таблица 4

Результаты исследований герметизирующей способности гелеобразующей композиции на УИПК

Номер образца	Номер композиции, по	Проницаемость по воздуху, мкм ²		Проницаемость по воде, мкм ²		Градиент давления гидропрорыва, МПа/м	Снижение водопроницаемости, раз	Температура, °С
		до закачек и ГОК	после закачек и ГОК	до закачек и ГОК	после закачек и ГОК			
1	2	0,079	0	0,0024	Прорыв отсутствует*		20	
2	2	0,378	0	0,0261	Прорыв отсутствует*		60	

3	3	0,781	0,015	0,195	0,0046	7,35	42	60
4	1	0,863	0,013	0,245	0,0034	7,69	72	20
5	1	0,972	0,017	0,489	0,0071	5,54	69	20
6**	1	-	-	3,4	0,0510	3,30	67	60
		-	-	0,051	0,0011	5,00	46	60

Примечания:

1. * Прорыв отсутствует при градиенте давления 12,7 МПа/м.
2. ** Образец керна с искусственными трещинами.
3. ГОК – гелеобразующая композиция.

Результаты исследований, приведенные в табл. 4, свидетельствуют о том, что в зависимости от коллекторских свойств керна, наличия трещин и температуры эксперимента, предложенный гелеобразующий состав полностью предотвращает фильтрацию воды и переток газа при градиентах давлений сопоставимых с градиентами давлений, существующих в реальных скважинах. В частности, при градиенте давлений 3,3 - 7,7 МПа/м снижение проницаемости по воде составило 42 - 72 раз, по воздуху 31 - 67 раз.

Путем проведения повторной закачки гелеобразующего состава в негерметичное заколонное пространство можно получить герметизирующий экран и ликвидировать газо-водопреток при более высоких градиентах давления.

Исследовались закономерности изменения давления гидропрорыва и снижение проницаемости по воде через гелесодержащие искусственные керны в зависимости от проницаемости пористой среды и прочности герметизирующего гелеобразующего состава. Установлено, что при увеличении проницаемости кернов градиент давления гидропрорыва уменьшается и кратность снижения проницаемости увеличивается. Уменьшение давления гидропрорыва наиболее существенно при увеличении проницаемости от 0,10 до 0,35 мкм². При этом в зависимости от прочности геля и проницаемости образцов достигается снижение проницаемости от 41 до 78

раз. Это объясняется тем, что при большей проницаемости образцов происходит более полное заполнение пористой среды гелем, чем при меньшей проницаемости за счет повышенного фильтрационного сопротивления. Лучшие результаты получаются при использовании композиции, имеющей повышенную пластическую прочность, которая полностью предотвращает прорыв воды и при градиентах давления от 2,5 до 11,0 МПа/м.

По результатам обработки экспериментальных данных были получены математические зависимости, связывающие градиент давления гидропрорыва и степень снижения проницаемости с проницаемостью керна и прочностью геля:

$$\text{grad } P = 6,61 + 0,22 * P_m - 10,67 * K_{\text{исх.}};$$

$$\Delta K = 5,94 + 2,81 * P_m + 22,01 * K_{\text{исх.}},$$

где $\text{grad } P$ - градиент давления гидропрорыва; ΔK - степень снижения проницаемости; P_m - прочность геля; $K_{\text{исх.}}$ - исходная проницаемость керна.

В некоторых случаях для ликвидации водопритокков требуется изолировать источники притока, закачивая гелеобразующий раствор в обводненные продуктивные пласты. При моделировании подобной схемы работ на установке УИПК на образцах искусственных песчаников было показано, что закачка гелеобразующих составов в водонасыщенные песчаные керны позволяет снизить их проницаемость по воде от 23 до 110 раз, в зависимости от характеристики кернов и прочностных характеристик применяемого изолирующего состава.

Результаты экспериментальных исследований подтвердили теоретические предпосылки, рабочую гипотезу и показали эффективность разработанных составов. Они стали основой для разработки регламента, по которому ГНПП «Азимут» планирует проводить ремонтные работы на Уренгойском газонефтеконденсатном месторождении.

Основные выводы

1. Разработаны требования к изолирующим составам для восстановления герметичности заколонного пространства. Разработан и изготовлен

специальный стенд для исследования герметизирующих свойств гелеобразующих составов при восстановлении герметичности цементного камня и его контактных зон. Обоснована и предложена методика для измерения прочности гелеобразующих составов.

2. Установлена возможность получения гелеобразующих составов с необходимыми свойствами на основе дешевых, малотоксичных, неорганических порошкообразных материалов, являющихся отходами металлургической промышленности.

3. Уточнен механизм гелеобразования гидроксида алюминия в присутствии кремниевой кислоты для композиций на основе саморассыпающихся шлаков производства феррохрома и соляной кислоты.

4. Установлена возможность регулирования технологических свойств гелеобразующих композиций путем активации саморассыпающихся шлаков обработкой в дезинтеграторе.

5. Экспериментально доказана эффективность применения разработанной упрочняющей гелеобразующей композиции на основе СРШ в качестве герметизирующего состава для восстановления герметичности заколонного пространства скважины, на основе которой разработан соответствующий проект технологического регламента.

Материалы диссертации опубликованы в следующих печатных работах:

1. Саид И.А. Исследование негерметичности цементного кольца// Проблемы нефти и газа: Тез. докл. III конгресса нефтегазопромышленников России.- Уфа: Реактив, 2001.-С. 92-93.

2. Саид И.А., Аль-Сурури Я.М. Сцепление цементного камня со стенкой скважины// Проблемы нефти и газа: Тез. докл. III конгресса нефтегазопромышленников России.- Уфа: Реактив, 2001.-С. 101-102.

3. Хадиев Д.Н., Ахметов А.А., Саид И.А. Исследование составов для герметизации резьбовых соединений, используемых при ликвидации

межколонных газопроявлений// Проблемы нефти и газа: Тез. докл. III конгресса нефтегазопромышленников России.- Уфа: Реактив, 2001.-С. 177-179.

4. Агзамов Ф.А., Саид И.А., Таханов Б., Аль - Самави А.С. Требования к гелеобразующим составам для капитального ремонта скважин// Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе: Тез. докл. науч.-техн. конф. – Тюмень: Вектор Бук, 2001.-С. 28-29.

5. Агзамов Ф.А., Саид И.А., Таханов Б., Аль-Самави А.С. Обоснование параметров гелеобразующих составов в зависимости от размера изолируемых каналов// Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе: Тез. докл. науч.-техн. конф. – Тюмень: Вектор Бук, 2001.-С. 26-27.

6. Агзамов Ф.А., Саид И.А., Аль-Самави А.С., Сабдыков Н.С. Состав для восстановления герметичности заколонного пространства скважин// Интервал.-2002.- № 4 (39).-С. 6-8.

7. Агзамов Ф.А., Латыпов А.Г., Аль - Самави А.С., Саид И.А. Надпакерная жидкость для ликвидации межколонных давлений в скважинах подземных хранилищ газа// Известия вузов. Нефть и газ.- 2001.-№ 6.-С. 18-22.

8. Агзамов Ф.А., Саид И.А., Аль-Самави А.С. Гелеобразующие составы для восстановления герметичности заколонного пространства// Проблемы геологии и освоения недр: Тр. VI Международного симпозиума студентов, аспирантов и молодых ученых им. акад. М.А. Усова.- Томск: НТЛ, 2002.-С. 364-365.

9. Агзамов Ф.А., Аль-Самави А.С., Саид И.А., Турумтаев А.Р. Уплотняющая жидкость для ремонта скважин подземных хранилищ газа (ПХГ)// Интервал.-2002.- № 4 (39).-С. 16-18.

10. Агзамов Ф.А., Каримов Н.Х., Саид И.А., Аль-Самави А.С. Экспериментальная оценка герметизирующей способности гелеобразующих композиций// Минерально-сырьевая база республики Башкортостан: Реальность и перспективы: Науч.-практич. конф.- Уфа, 2002.-С. 28-30.

11. Агзамов Ф.А., Аль-Самави, Саид И.А., Турумтаев А.Р. Нейтральная уплотняющая жидкость для восстановления герметичности крепи скважины подземных хранилищ газа// Проблемы геологии и освоения недр: Тр. VI Международного симпозиума студентов, аспирантов и молодых ученых им. акад. М.А. Усова.- Томск: НТЛ, 2002.-С. 356-357.