

На правах рукописи

Морозов Дмитрий Владимирович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
ВЯЗКОУПРУГИХ ПОДВИЖНЫХ ПАКЕРОВ
ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН**

Специальность 25.00.15 – “Технология бурения и освоения скважин”

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Уфа-2005

Работа выполнена на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин Уфимского государственного нефтяного технического университета и в ОАО «Азимут».

Научный руководитель доктор технических наук, профессор
Агзамов Фарит Акрамович.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Поляков Владимир Николаевич;

кандидат технических наук
Фатхутдинов Исламнур Хасанович.

Ведущая организация ПермНИПИнефть.

Защита состоится « 23 » декабря 2005 года в 10-00 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 « » ноября 2005 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Ямалиев В.У.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Вопросы надежного разобщения пластов и цементирования обсадных колонн занимают особое место при строительстве скважин, при этом неременным условием является герметичная изоляция заколонного пространства, предупреждающая проявления пластовых флюидов на протяжении всего срока службы скважины. Открытие новых месторождений со сложными геологическими разрезами и ввод их в эксплуатацию ведет к ужесточению требований к охране недр и требует качественно нового подхода к креплению скважин.

Следствиями нарушений герметичности крепи скважин в ранние сроки твердения тампонажных растворов, как правило, являются газопроявления, а в более поздние – межколонные давления (МКД) за счет образования каналов, либо по самому цементному камню, либо по контактными зонами цементный камень – обсадная колонна, цементный камень – порода, которые служат проводниками на дневную поверхность пластовых флюидов. В последние годы частота и интенсивность заколонных проявлений в скважинах снизились благодаря совершенствованию технологии цементировочных работ. Однако число скважин с негерметичной крепью еще велико. В этих условиях перспективным является применение вязкоупругих подвижных пакеров (ВУПП), установленных за обсадной колонной в заданном интервале.

ВУПП имеют несомненное преимущество перед традиционными гидравлическими и механическими пакерами, установленными на обсадных колоннах, благодаря возможности использования в стволе скважины любой конфигурации и требуемой протяженности. В то же время их внедрение сдерживается недостаточной проработанностью вопросов выбора состава и необходимостью совершенствования технологии применения.

Цель работы

Совершенствование рецептур и технологии применения заколонных вязкоупругих подвижных пакеров.

Задачи исследования

1. Анализ причин возникновения межколонных давлений и негерметичности крепи.
2. Оценка влияния температуры, контактирующей жидкости, среды и компонентного состава на свойства ВУПП.
3. Обоснование рациональной области применения ВУПП.
4. Разработка технологии крепления скважин с применением ВУПП.

Научная новизна

1. Впервые установлена высокая герметизирующая способность ВУПП с добавкой аммонийсодержащих солей при изоляции естественных и искусственных каналов различного размера в цементном камне и его контактных зонах.
2. Установлено, что применение газовыделяющих добавок уменьшает негативное контракционное воздействие на ВУПП.
3. Обоснован компонентный состав ВУПП, обеспечивающий повышенную герметичность крепи скважины и обоснована область его применения.

Практическая ценность

1. Разработанная технология крепления скважин с применением вязкоупругих подвижных пакеров передана ОАО «Казбургаз».
2. Для ОАО «Казбургаз» разработан регламент на применение вязкоупругого подвижного пакера при цементировании обсадных колонн.

Апробация работы

Результаты и основные положения диссертационной работы докладывались на VIII Международном симпозиуме студентов, аспирантов и молодых ученых им. акад. М.В. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2004г.); 52 - 55-й научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых (Уфа, 2001-2004гг.); научно-практической конференции «Передовые технологии строительства и ремонта скважин» (Пермь, 2004 г.); научно-технической конференции молодых ученых и специалистов «Обеспечение эффективного функционирования газовой отрасли» (Новый Уренгой, 2004 г.);

II межотраслевой научно-практической конференции «Проблемы совершенствования дополнительного профессионального и социогуманитарного образования специалистов топливно-энергетического комплекса» (Уфа, 2005 г.).

Публикации. Основные научные положения и результаты диссертационной работы освещены в 14 печатных работах, в том числе в 5 статьях и тезисах 9 докладов.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и основных выводов; изложена на 175 страницах машинописного текста и содержит 26 рисунков, 22 таблицы и список литературы из 219 наименований.

Автор сердечно благодарит научного руководителя доктора технических наук, профессора Фарита Акрамовича Агзамова и доктора технических наук Назифа Ханиповича Каримова, при тесном контакте с которым выполнена эта работа.

Автор считает своим долгом выразить признательность сотрудникам кафедры бурения нефтяных и газовых скважин УГНТУ, сотрудникам отдела крепления скважин ОАО «Азимут», оказавшим неоценимую помощь в работе над диссертацией.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновываются актуальность проблемы, цель работы и задачи исследований, представлены научная новизна и практическая значимость работы.

В первой главе приводится анализ проблемы, рассмотрены предполагаемые причины нарушения качества крепи скважин и возникновения МКД.

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, кумулятивная перфорация, соляно-кислотная обработка, гидроразрыв пласта, глушение, закачка технологических жидкостей, установка цементных мостов с по-

следующим разбуриванием, ловильные работы, спуск и подъем насосно-компрессорных труб (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.

Среди причин появления МКД исследователями выделяются: проникновение газа в межтрубное пространство при эксплуатации газовой скважины из-за негерметичности обсадной колонны и обвязки устья, низкая степень вытеснения бурового раствора из заколонного пространства, неудовлетворительные технологические свойства тампонажного раствора, усадочные деформации на ранних стадиях твердения, термодеструкционные процессы, проходящие в цементном камне при высоких температурах и давлениях, отсутствие прочной тонкой глинистой корки.

Применяемые при креплении скважин различные мероприятия, включающие использование отмывающей буферной жидкости с улучшенными технологическими свойствами, внедрение модифицированных тампонажных растворов, расширяющихся тампонажных материалов, создание противодействия в затрубном пространстве во время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ), применение двухступенчатого цементирования с использованием муфт ступенчатого цементирования и др. существенно повышают качество крепления скважин.

Однако, несмотря на широкое внедрение мероприятий по повышению качества крепления скважин, проблема предупреждения межколонных давлений не решена. Проведенный в работе анализ позволил выявить следующее.

При существующей технологии цементирования и применяемых тампонажных материалах изначально закладывается некоторая неизбежность образования каналов между цементным камнем и обсадными трубами или цементным камнем и горными породами и последующей миграции флюидов по ним.

Рассмотрев вероятность формирования каналов в той или иной части (области) заколонного пространства в различное время после цементирования, можно сделать вывод, что возникновение проявлений в ранний период ОЗЦ

обусловлено неспособностью самого тампонажного раствора формировать герметичную крепь в заколонном пространстве, т.е. его недостаточной изолирующей способностью. Если момент возникновения (но не момент обнаружения) проявления приурочен к позднему периоду ОЗЦ, то флюидопроводящими участками являются глинистые включения. В области, заполненной тампонажным раствором (камнем), а также в области, заполненной остатками невытесненного бурового раствора (фильтрационной коркой), заколонные проявления могут возникать только при наличии флюидопроводящих каналов.

Поскольку межколонные давления, возникающие после крепления скважин, практически не поддаются устранению, то профилактику их возникновения необходимо начинать уже на этапе крепления скважин.

Для предупреждения МКД Журавлевым Г.И., Ванявкиным Б.П., Агзамовым Ф.А., Фаттаховым З.М. было предложено использование ВУПП на основе вязкоупругих составов. ВУПП предлагалось размещать в затрубном пространстве скважин путем последовательной его закачки между порциями цементного раствора. Применение ВУПП имеет несомненное преимущество перед традиционными пакерами, но широкое применение сдерживается нерешенностью ряда проблем, среди которых можно выделить влияние контракции на ВУПП, оперативный контроль свойств, рецептуры ВУПП, технологии их приготовления и закачки.

Исходя из вышеизложенного, были сформулированы цель и задачи работы.

Во второй главе рассмотрена рабочая гипотеза, дано описание экспериментальной установки и методик проведения исследований свойств ВУПП.

Анализ работ отечественных и зарубежных исследователей показал, что при твердении цементного раствора и при операциях внутри обсадной колонны на контакте цементный камень - обсадная колонна возможно образование каналов. По данным А.И. Булатова, И.М. Аметова, Н.М. Шерстнева, наиболее вероятно возникновение зазоров в пределах 0,01-1,2 мм.

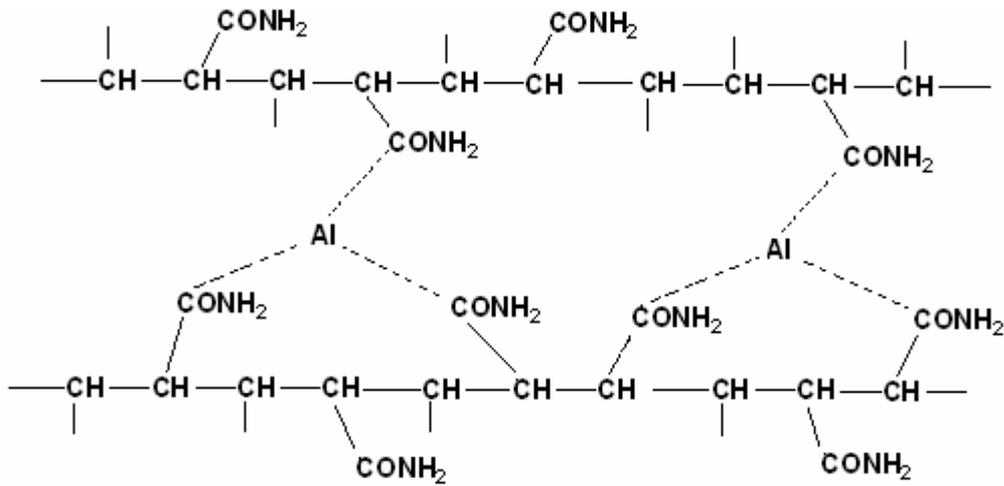
Кроме этого, в результате седиментационных процессов в твердеющем цементном камне возможно образование каналов размером несколько миллиметров.

Поэтому для обоснования технологических свойств подвижных пакеров был проведен комплекс исследований, который выделил ряд показателей, характеризующих возможность применения ВУПП. Эксперименты осуществлялись в лабораторных условиях с применением следующих методов: определение пластической прочности вязкоупругих составов; определение времени набора пластической прочности; определение структурно-прочностных характеристик составов. Свойства вязкоупругих составов измерялись стандартными приборами, применяемыми для измерения технических показателей буровых и цементных растворов.

Одно из важных свойств композитных систем на базе водных растворов полиакриламида – появление в них при сдвиговых деформациях нормальных напряжений.

Эти композиции, в результате поликонденсации исходных продуктов, обладают промежуточными свойствами между растворами полимеров и резиноподобными телами. Благодаря сетке, образованной химическими связями, для них характерны конечные упругие деформации, обуславливающие целый комплекс вязкоупругих аномалий, использование которых и представляет интерес в процессе предупреждения появления МКД.

По данным д-ра техн. наук, проф. А.Ш. Газизова, механизм взаимодействия полиакриламида (ПАА) с поливалентным катионом заключается в следующем. В результате «сшивки» происходит укрупнение макромолекул ПАА введением катионов поливалентных металлов Al^{3+} и создание вязкоупругих составов на основе концентрированных полимерных растворов. «Сшивка» полимеров типа акриламида позволяет создать сплошную полимерную массу с трехмерной пространственной структурой. Индукционный период «сшивки» этой композиции регулируется в широком диапазоне.



Процесс твердения цемента в условиях замкнутого объема неизбежно сопровождается контракцией, которая может привести к возникновению вакуума внутри твердеющего камня, усадочным деформациям в нем, нарушению герметичности контактных зон или росту проницаемости цементного камня. Величина усадочных деформаций портландцемента в подобных условиях может достигать 2-4%.

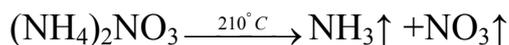
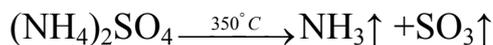
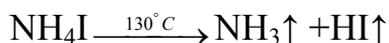
При твердении цементных растворов находящиеся с ними в соприкосновении вязкоупругие составы могут обезвоживаться (высушиваться), теряя свои герметизирующие свойства. Чтобы исключить отрицательное влияние контракции, предложено применение газовыделяющей добавки, вводимой в состав цементного раствора, которая будет предохранять вязкоупругий пакер от обезвоживания, выделяя газ и отдавая его на контракцию цементному раствору в процессе его схватывания.

Анализ показал, что наиболее эффективными могут быть добавки, которые начинают выделять газ при достижении определенной температуры.

Мы считаем это очень важным, поскольку газовыделяющая добавка в этом случае будет работать только после доставки ВУПП в необходимый интервал заколонного пространства. При этом появляется возможность выбора газовыделяющей добавки применительно к конкретным условиям скважин.

Предложенная рецептура цементного раствора, содержащая аммониевые соли, разлагается на газообразные компоненты при определенной температуре.

Наиболее приемлемым по температуре разложения для существующих условий цементирования является углекислый аммоний.



Анализ литературных данных показал, что вязкоупругие составы обладают хорошей проникающей способностью, могут не задерживаться в крупных порах и щелях цементного камня. Поэтому для улучшения закупоривающих свойств в состав ВУПП нами предлагается вводить бентонитовый порошок в качестве кольматирующего компонента.

Установлено, что наиболее подходящими компонентами для приготовления ВУПП являются полиакриламид марки Праестол 2500, в качестве сшивающего агента - сернокислый алюминий $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, в качестве кольматанта – бентонитовый глинопорошок.

Для обоснования свойств ВУПП были проведены оценочные расчеты. При этом был рассчитан градиент давления прорыва газа через образец при пластической прочности ВУПП $0,01 \div 0,02$ МПа и проницаемости образца цементного камня $0,01 \div 0,045$ мкм². Расчеты показали, что ВУПП внутри НКТ, в зависимости от структурно-прочностных характеристик, пластической прочности, препятствует прорыву газа при градиентах давлений от 1 до 4 МПа/м.

Композиции прочностью $0,01 \div 0,02$ МПа выдерживают градиент давления $5,19 - 10,42$ МПа/м в каналах размером $1,9 \div 7,0$ мм соответственно. Полученные результаты свидетельствуют о возможности применения ВУПП для предупреждения МКД.

Исходя из анализа литературных публикаций, научно-исследовательских работ и результатов применения ВУПП при креплении скважин к ним были сформулированы следующие требования:

- гомогенность по всему объему;

- безусадочность и высокие кольматирующие свойства;
- пластическая прочность не менее 9000 Па;
- выдерживание градиента давления не менее 3 МПа/м;
- при проведении технологических операций в скважинах композитные составы должны исключать возможность аварийных ситуаций;
- низкая стоимость и недефицитность материалов;
- простота, удобство в приготовлении;
- незагрязнение окружающей среды;
- экологическая безопасность применяемых материалов.

В наибольшей степени указанным требованиям отвечают композитные составы на основе водных растворов Праестола 2500.

Одной из определяющих характеристик ВУПП является его способность противостоять напору флюидов в каналах, определяемая его прочностью. Так как представляет сложность замер реологических характеристик вязкоупругих составов, было предложено использовать показатель пластической прочности, которая замеряется по методу акад. П.А. Ребиндера. Этот метод замеров позволяет оперативно делать вывод о степени готовности ВУПП к работе в промышленных условиях.

Известно, что структурно-прочностные характеристики, которыми обладают ВУПП, препятствуют изменению формы образца при наложении определенных усилий, поэтому было предложено использовать для их косвенной оценки конус АзНИИ.

Для оценки герметизирующих свойств ВУПП в качестве критерия использовался градиент давления газопрорыва, получаемый отношением давления газопрорыва к длине образца.

Для проведения лабораторных исследований по предотвращению возникновения МКД с использованием ВУПП была разработана и изготовлена установка, позволяющая: исследовать процессы герметизации заколонного пространства на модели цементного кольца в заколонном пространстве; собирать модель любой длины с подачей под давлением пластового флюида (газ) в лю-

бом месте затрубного пространства и контролировать давление на любом участке; получить искусственные каналы и трещины в цементном камне, на его контакте с колонной и оценить возможности применения ВУПП для их герметизации. Схема установки приведена на рис. 1.

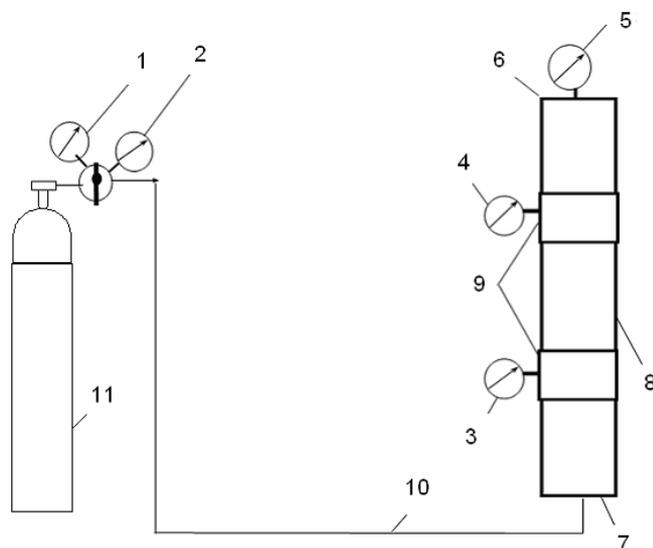


Рис. 1. Схема экспериментальной установки:

1,2,3,4,5-манометры; 6- верхняя крышка; 7-нижняя крышка, 8- труба НКТ; 9- соединительные муфты; 10- трубки высокого давления; 11- баллон со сжатым азотом

Установка представляет соединенные между собой отрезки НКТ (соединяющиеся с помощью муфты) наружным диаметром 73 мм. Нижняя часть установки 7 имеет отвод 10 для соединения с газовым баллоном. Верхняя часть установки закрывается крышкой 6. Манометры 1,2 регистрируют давление закачки, манометры 3,4,5 характеризуют изменение давления по длине всей секции при прорыве. Причем отводы для манометров 3,4,5 в процессе закачки тампонажного раствора закрывают заглушками, а при создании давления прорыва их заменяют манометрами.

При проведении экспериментов по изоляции газопорыва применялся тампонажный раствор из стерлитамакского портландцемента ПЦТ-I-50.

После приготовления тампонажного раствора предусматривались закачка его в трубу 8 установки в вертикальном положении и последующее ОЗЦ 24 ч. Затем к нижнему отводу 7 подводился газ и создавалось избыточное давление с записью показаний манометров 3,4,5, характеризующих прорыв газа по времени.

Поскольку структура цементного камня существенно зависит от водоцементного отношения, на установке проводились опыты с тампонажными рас-

творами с ВЦ от 0,4 до 0,7 при температурах от 20 до 100°C. Кроме того, на контакте цементный камень – обсадная колонна моделировались каналы, возникающие при опрессовке обсадной колонны и других технологических операциях внутри обсадной колонны после ОЗЦ. При исследовании герметизирующей способности ВУПП в твердеющем цементном растворе создавались искусственные каналы от 1,9 до 7 мм различной протяженности. При моделировании работы ВУПП в открытом стволе скважины против водоносных горизонтов через отвод 4 подавалась вода, моделирующая пластовый флюид.

Свойства цементного раствора и камня определялись согласно ГОСТ 26798.1-96.

Приготовленный ВУПП помещался в трубу 8 в район соединительной муфты, снизу и сверху него находился цементный раствор. После приготовления образец оставляли на ОЗЦ 24 часа. После ОЗЦ определялось наличие или отсутствие прорыва по газу.

В третьей главе изложены результаты лабораторных исследований влияния различных факторов на свойства ВУПП, приведены материалы по изучению герметизирующей способности ВУПП.

Поскольку традиционно применяемые цементы при твердении в замкнутом объеме обладают усадочными деформациями, то для крепления скважин часто рекомендуют использование расширяющихся тампонажных цементов. В то же время исследование кинетики расширения показало, что эффект расширения прекращается через несколько суток твердения. Поскольку первопричиной возникновения усадочных деформаций является контракция, то были проведены исследования ее влияния на свойства контактирующего с цементным раствором ВУПП. На контакте с цементным раствором ВУПП обезвоживается. Твердение цементного раствора с газовыделяющей добавкой при контакте с ВУПП исключает усадку последнего. Экспериментально была подобрана концентрация газовыделяющей добавки, обеспечившая синхронность газовыделения и контракции цементного раствора, а также безусадочность ВУПП. На рис. 2 приве-

дены результаты определения контракции «чистого» цемента и цемента с газовыделяющей добавкой.

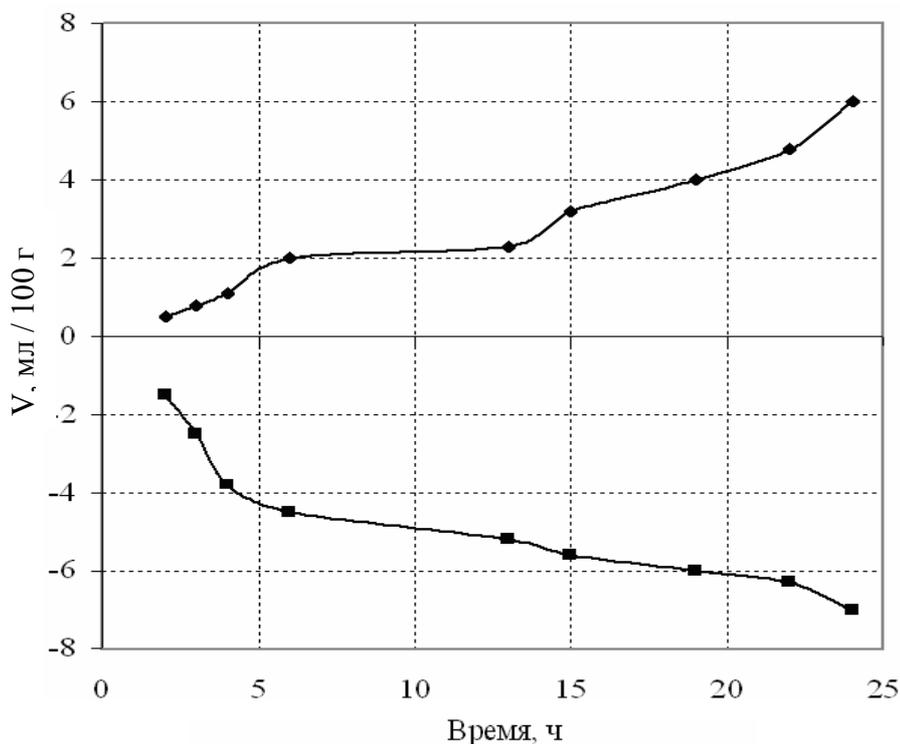


Рис. 2. Контракция цементного камня :

◆ ПЦТ; ■ ПЦТ+15%(NH₄)₂CO₃

Из рис. 2 видно, что применение газовыделяющей добавки приводит к возникновению «отрицательной» контракции, следовательно, твердеющий цементный раствор не будет оказывать отрицательного влияния на ВУПП.

Экспериментально было показано, что нахождение ВУПП в герметичном пространстве практически не приводит к уменьшению его объема. При контакте с водой ВУПП обладает эффектом расширения. При этом была определена кинетика расширения пакера во времени. За 10 суток расширение достигло 5%. Это свидетельствует о возможности эффективного использования ВУПП в открытом стволе скважины против водоносных пластов.

В ходе экспериментов было установлено влияние концентрации исходных реагентов на пластическую прочность ВУПП. С увеличением концентрации ПАА (1% - 5%) наблюдается резкий рост пластической прочности от 18000 до 180000 Па соответственно. Повышение температуры до 70°C приводит к ускорению процессов растворения компонентов ВУПП, что несколько ускоряет процесс приготовления пакеров. С увеличением концентрации бентонита от 10

до 20% пластическая прочность резко возрастает. Прочность вязкоупругих составов в этом случае увеличивается до максимального значения в течение 24 часов, после чего ее рост останавливается.

При дальнейшей выдержке образовавшихся вязкоупругих составов в течение 24 часов их пластическая прочность остается неизменной. При использовании вязкоупругих составов в качестве ВУПП необходимо подбирать композицию, формирующую максимальную прочность структуры в течение 1,5 – 90 часов, и создавать условия для формирования и укрепления его структуры на поверхности. Повышение температуры не оказало значительного влияния на пластическую прочность ВУПП.

Результаты некоторых экспериментов по исследованию свойств вязкоупругих составов приведены в табл. 1. Выполненные экспериментальные исследования свойств разработанных составов позволили выбрать наиболее рациональные композиции для их применения в качестве ВУПП.

Таблица 1

Состав и свойства вязкоупругих композиций

Номер композиции	Концентрация исходных реагентов, %			Время набора максимальной прочности, ч	Пластическая прочность, кПа
	ПАА	Al ₂ (SO ₄) ₃	Глинопорошок		
1	0,5	2	20	19	184
2	1	0,5	10	71	12,6
3	1	1	10	4,3	46,9
4	1	1	20	6,3	127,8
5	1	2	20	4,7	184
6	2	1	7	90	9,9
7	2	2	10	19,5	18,1
8	3,5	1	10	15,7	127,8
9	3,5	3	10	1,2	18,1
10	5	1	10	1,3	18,4

С целью оценки эффективности герметизации заколонного пространства газовых скважин на экспериментальной установке была исследована способность ВУПП предупреждать газопрорыв.

Результаты некоторых экспериментов представлены в табл.2.

Таблица 2

Результаты экспериментов по исследованию газопрорыва на установке

Номер образца	Состав	Композиция, по табл.1	Пластическая прочность, кПа	Градиент давления газопрорыва, МПа/м
1	ПЦТ с ВЦ=0,5	без пакера	-	1,02
2	ПЦТ с ВЦ=0,65	без пакера	-	0,89
3	ПЦТ с ВЦ=0,8	без пакера	-	0,75
4	ПЦТ с ВЦ=1	без пакера	-	0,6
5	ПЦТ с ВЦ=0,5	6	9,9	3,21
6 ¹	ПЦТ с ВЦ=0,5	6	9,9	5,05
7	ПЦТ с ВЦ=0,5	3	46,9	5,1
8	ПЦТ с ВЦ=0,5	4	127,8	>6,25
9 ²	ПЦТ с ВЦ=0,5	6	9,9	0,71
10 ²	ПЦТ с ВЦ=0,5	6	9,9	0,51
11 ²	ПЦТ с ВЦ=0,5	6	9,9	0,43
12 ³	ПЦТ с ВЦ=0,5	4	127,8	>6,25

Примечание.

6¹- увеличение длины образца в 2 раза;

9², 10², 11²- ВУПП использовался для герметизации каналов 1,9; 3; 7 мм соответственно;

12³- ВУПП от контракции предохраняла газовыделяющая добавка.

Критерием оценки эффективности герметизации каналов был выбран градиент давления газопрорыва, поскольку он является количественным показателем изолирующей способности ВУПП и в достаточной мере характеризует условия ликвидации перетоков.

Из таблицы 2 видно, что с увеличением водоцементного отношения герметизирующая способность цементного камня снижается. Это объясняется ухудшением структуры за счет увеличения водосодержания и снижения седиментационной устойчивости раствора.

Применение ВУПП в опытах 5-8 герметизирует затрубное пространство и повышает давление газопрорыва.

По результатам (табл. 2) видно, что герметизирующие составы с пластической прочностью от 9000 до 130000 Па предотвращают газопрорыв при градиенте давления более 6,25 МПа/м.

В опытах 8 и 12 газопрорыв не был получен при максимально возможном давлении, создаваемом на установке.

Так как в результате технологических операций при эксплуатации и ремонте скважин цементный камень подвергается механическим воздействиям, что вызывает образование каналов и трещин по цементному камню или образование зазора между цементным камнем и обсадными трубами, были также проведены специальные исследования по оценке возможности применения ВУПП для герметизации подобных каналов. В процессе исследований предусматривалось, чтобы движение ВУПП было только по созданному каналу. Для этого приготовили цементный раствор из портландцемента, затворенный на воде, затем его залили в трубку установки и провели в цементном камне искусственные каналы диаметром 1,9; 3; 7 мм. Результаты газопрорыва приведены в таблице 2. Видно, что с увеличением диаметра канала градиент давления газопрорыва уменьшается. В то же время его величина является достаточной для недопущения газопрорыва в промышленных условиях. Для определения влияния «глубины проникновения» ВУПП на градиент давления газопрорыва состав, содержащий 2% ПАА, 1% $Al_2(SO_4)_3$ и 7% бентонита, при испытании которого градиент давления газопрорыва наименьший (табл. 2 опыт 5), был испытан при различных длинах образцов. По результатам опыта 6 видно, что при увеличении длины образца с 0,4 до 0,8 м градиент давления газопрорыва возрастает до 5,05 МПа/м. Это свидетельствует о том, что увеличение глубины проникновения

ВУПП в негерметичное заколонное пространство повышает сопротивление пакера началу прорыва газа. В опыте 12 вязкоупругий подвижный пакер сверху и снизу контактировал с цементным раствором, содержащим газовыделяющую добавку, которая предохраняла его от обезвоживания контракцией твердеющего цементного раствора. Градиент газопрорыва более 6,25 МПа/м подтвердил перспективность выбранного направления.

В результате исследований показано, что разработанные ВУПП обладают высокой закупоривающей способностью, равномерно и полно заполняют поры и каналы цементного камня и создают достаточно прочный непроницаемый изоляционный экран. Получаемый экран способен препятствовать прорыву газа по заколонному пространству и может предотвратить появление межколонного давления.

Результаты экспериментальных исследований подтвердили теоретические предпосылки, рабочую гипотезу и показали эффективность разработанных ВУПП. Они стали основой для разработки регламента, по которому ОАО «Азимут» проводит работы по креплению скважин на Амангельдинском газовом месторождении.

В четвертой главе приведены результаты применения ВУПП при креплении скважин и рекомендации по технологии их получения и использования на основе промысловых испытаний.

Газоносность месторождения Амангельды приурочена к терригенным отложениям перми, нижневизейского подъяруса и турнейского яруса нижнего карбона, а также к карбонатным отложениям серпуховского яруса нижнего карбона.

Самыми проблемными с точки зрения качественного крепления скважин являются пермские отложения, которые расчленяются на подсоленосную, соленосную и надсоленосную толщи.

Газ пермских отложений характеризуется высоким содержанием азота и гелия.

Пластовая температура на глубине 2400 м достигает 70°C, а начальное пластовое давление оценивается в 23,7 МПа.

Указанные особенности геологического строения в определенной степени осложняют процессы цементирования скважин и приводят к снижению качества крепления скважин и разобщения продуктивных горизонтов, а именно, появлению МКД.

ОАО «Азимут» для повышения качества крепления скважин был предложен комплекс мероприятий, включающий:

- гидроакустическую обработку ствола скважины;
- применение расширяющегося цемента;
- применение цементного раствора с пониженной водоотдачей;
- опрессовку обсадной колонны сразу после «Стоп»;
- противодавление во время ОЗЦ;
- применение отмывающей буферной жидкости;
- применение в качестве буфера вязко-упругой системы (ВУС);
- применение вязко-упругого подвижного пакера для предупреждения возникновения МКД.

Одним из компонентов данного комплекса было использование ВУПП на стадии первичного цементирования для того, чтобы исключить возможность поступления пластового флюида в затрубное пространство, перекрыть возможные каналы движения флюида по цементному камню и его контактными зонам, исключить отрицательные последствия физико-химических процессов гидратации и твердения цементных растворов, технологических операций, проводимых в скважинах.

При проведении испытаний потребовалось усовершенствование технологической схемы цементирования, поскольку ВУПП после приготовления набирал прочность и не закачивался насосами цементировочных агрегатов. Для созревания и закачки ВУПП в технологическую схему был включен дополнительный элемент, названный нами «шприц». Схема расстановки цементировочной техники для скважины №110 приведена на рис.3. Данная технология была

использована при цементировании технических и двух ступеней эксплуатационных колонн на скважинах №110, 101, 111, 112.

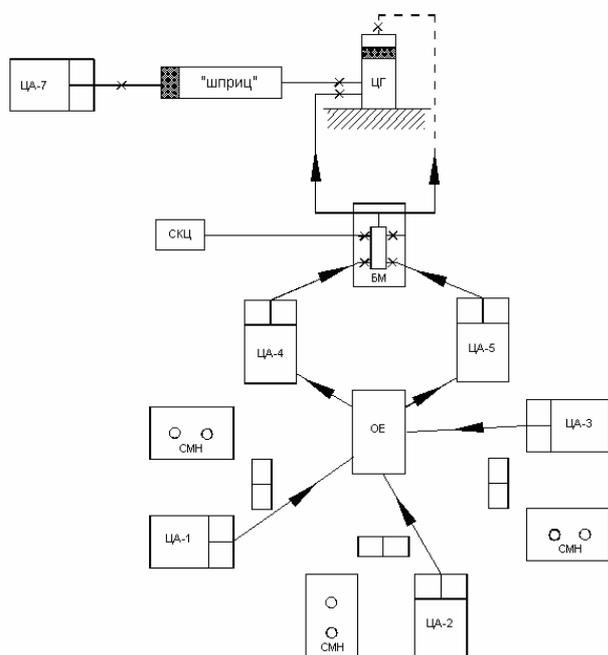


Рис.3. Схема расстановки цементировочной техники при цементировании обсадных колонн с установкой ВУПП:

ЦА - цементировочный агрегат; СМН-20 - смешивательная машина; ОЕ - осреднительная емкость; БМ - блок манифольдов; СКЦ – станция контроля цементирования; ЦГ - цементировочная головка

Все операции по цементированию включали следующие этапы:

1. Приготовление цементного раствора
2. Закачка в скважину первой части расчетного объема цементного раствора.
3. Остановка процесса закачки цементного раствора и закачка расчетного объема ВУПП.
4. Закачка второй части цементного раствора и его продавка.

Таким образом, в заколонном пространстве может быть установлено несколько перемежающихся поясов ВУПП.

Объем пакера выбирается с таким расчетом, чтобы он занял в заколонном пространстве 20-30м. Это составляло в зависимости от диаметра обсадной колонны от 0,4 до 0,7 м³. Объем «шприца» равен 1,1 м³, поэтому при проведении операции цементирования была возможность установки одного или нескольких ВУПП.

Результаты проведенных работ показали, что разработанный состав ВУПП является высокотехнологичным, отличается легкостью приготовления и не вносит существенных изменений в процесс цементирования. Ни на одной операции при приготовлении и закачке ВУПП не возникло серьезных осложнений. В качестве базы сравнения были взяты скважины, зацементированные компанией Halliburton. На всех базовых скважинах сразу после цементирования появились МКД между эксплуатационной и промежуточной колоннами и между промежуточной колонной и кондуктором.

Эксплуатационные колонны, зацементированные по технологии ОАО «Азимут» с применением ВУПП, показали лучшие результаты. Это относится как к герметичности затрубного пространства, так и к качеству сцепления цементного камня. На этих скважинах в течение трех месяцев после окончания работ МКД не наблюдалось.

Технология цементирования с применением ВУПП была включена в программу работ и проектные документы на строительство скважин на месторождении Амангельды.

Выполненные работы стали основой для составления технологического регламента на применение ВУПП при креплении скважин на месторождении Амангельды.

Основные выводы и рекомендации

1. Установлено, что полученные на основе вязкоупругих композиций ВУПП являются эффективным средством снижения риска возникновения МКД в нефтяных и газовых скважинах.

2. Обоснована и предложена методика для измерения структурно-прочностных характеристик и пластической прочности вязкоупругих составов в промысловых условиях.

3. Установлена возможность получения ВУПП, отвечающих современным требованиям с необходимыми свойствами на основе дешевых, малотоксичных, недефицитных порошкообразных материалов.

4. Экспериментально доказана эффективность применения разработанной герметизирующей вязкоупругой композиции на основе ПАА и сернокислого алюминия. Для повышения кольматирующей способности обоснован ввод наполнителя.

5. Обосновано применение углекислого аммония в качестве газовыделяющей добавки для устранения влияния контракции цементного раствора на свойства ВУПП.

6. Результаты исследований применены на месторождении Амангельды при креплении четырех промежуточных и эксплуатационных колонн.

7. Разработан технологический регламент на применение вязкоупругого подвижного пакера при цементировании обсадных колонн.

Материалы диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Кузнецов А.В., Морозов Д.В. Совершенствование технологии крепления горизонтального ствола скважин заколонными надувными пакерами // Материалы II Международного симпозиума «Наука и технология углеводородных дисперсных систем».- Уфа: Реактив, 2000. – Т.1. – С. 94-95.
2. Кузнецов А.В., Морозов Д.В. Дезинтеграторная обработка цемента // Материалы 48-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: УГНТУ, 1998.- С.15.
3. Морозов Д.В., Агзамов Ф.А. Повышение качества крепления горизонтальных скважин // Материалы республиканского конкурса научных работ студентов вузов. – Уфа: Литера, 2000.- С.66-67.
4. Морозов Д.В. Повышение качества крепления скважин с применением вязко-упругих составов // Материалы 55-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: УГНТУ, 2004.- Т.1.-С.19.
5. Морозов Д.В., Турумтаев А.Р., Фан З. О некоторых причинах межколонных давлений на месторождении Амангельды // Материалы 55-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: УГНТУ, 2004.- Т.1.- С.32-33.
6. Морозов Д.В. Влияние расширяющихся тампонажных материалов на герметичность заколонного пространства // Материалы 55-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: УГНТУ, 2004.- Т.1.- С.3.
7. Агзамов Ф.А., Морозов Д.В. Технология предупреждения межколонных давлений // Труды VIII Международного научного симпозиума студентов, аспирантов и молодых ученых имени академика М.А. Усова. – Томск: НТЛ, 2004. – С. 550- 551.
8. Морозов Д.В. Технология заканчивания скважин, предупреждающая межколонные давления // Материалы научно-технической конференции молодых ученых и специалистов «Обеспечение эффективного функционирования газовой отрасли». Новый Уренгой, 2004.- С.156-157.

9. Сулейманов Э.Д., Морозов Д.В. Разработка методов предупреждения межколонных давлений // Материалы 55-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. - Уфа: УГНТУ, 2004.- Т.1.- С.7.

10. Агзамов Ф.А., Каримов Н.Х., Морозов Д.В. и др. Особенности крепления скважин на месторождении Амангельды Республики Казахстан // Нефтегазовое дело. - Уфа: УГНТУ, 2004.- Т.2.- http://www.ogbus.ru /authors/ Morozov/Morozov_1.pdf.

11. Морозов Д.В., Девятко А.Ф. Опыт цементирования скважин на месторождении Амангельды // Вестник КазНТУ.- Актюбинск, 2004.- С.17-20.

12. Агзамов Ф.А., Каримов Н.Х., Морозов Д.В. и др. Опыт заканчивания газовых скважин на месторождении Амангельды // Материалы научно-практической конференции «Передовые технологии строительства и ремонта скважин». - Пермь, 2004.- С.268-270.

13. Морозов Д.В., Кононова Т.Г., Фан З. Новая лабораторная работа по исследованию газоизолирующей способности гелеобразующих составов на основе неорганических материалов // II Межотраслевая научно-практическая конференция «Проблемы совершенствования дополнительного профессионального и социогуманитарного образования специалистов топливно-энергетического комплекса».- Уфа, 2005.- С.309-310.

14. Кононова Т.Г., Морозов Д.В., Фан З. Восстановление герметичности крепи скважин при капитальном ремонте с использованием новых герметизирующих составов // II Межотраслевая научно-практическая конференция «Проблемы совершенствования дополнительного профессионального и социогуманитарного образования специалистов топливно-энергетического комплекса».- Уфа, 2005.- С.311-312.