

На правах рукописи

ГОРОНОВИЧ ВАДИМ СЕРГЕЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЦЕПТУР
ГИДРОГЕЛЕВЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ
С КОНДЕНСИРОВАННОЙ ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ
(На примере Оренбургского нефтегазоконденсатного
месторождения)**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень –2005г.

Работа выполнена в ООО "Волго-Уральском научно-исследовательском институте нефти и газа" ("ВолгоУралНИПИгаз") и Научно-исследовательском и проектном институте технологий строительства скважин (НИПИ ТСС) Государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования "Тюменский государственный нефтегазовый университет" (ТюмГНГУ).

Научный консультант – кандидат технических наук
Овчинников Павел Васильевич

Официальные оппоненты: - доктор технических наук, профессор
Поляков Владимир Николаевич
- кандидат технических наук
Штоль Владимир Филиппович

Ведущая организация – Общество с ограниченной ответственностью
"Буровая компания" Открытого
акционерного общества "Газпром" (ООО
"Бургаз" ОАО "Газпром")

Защита состоится 8 июля 2005 года в 9⁰⁰ на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Автореферат разослан 8 июня 2005 года.

Ученый секретарь



диссертационного совета,

доктор технических наук, профессор

В.П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. На крупных месторождениях нефти и газа, таких как Оренбургское, Астраханское и др. в процессе разработки отмечаются значительные изменения пластовых давлений по площади и разрезу, величины которых могут соответствовать как нормальным градиентам давлений, так и аномально-низким пластовым давлениям (АНПД).

Уменьшение градиентов пластовых давлений ниже гидростатических создает трудности в управлении забойным давлением при первичном вскрытии пластов, а также при проведении капитального ремонта скважин.

При существующих технологиях первичного вскрытия пластов и проведения капитального ремонта в условиях АНПД важнейшим фактором, определяющим затраты на их проведение и продуктивность скважин, являются повышенные репрессии на продуктивные зоны и обуславливающие также масштаб повреждения коллекторских свойств призабойной зоны и отдаленных частей продуктивной формации.

Характерным примером этого являются текущие пластовые давления Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ), которые на данной стадии разработки близки к гидростатическим давлениям, а по ряду УКПГ составляют 0,5 от гидростатического давления.

Действие повышенных репрессий на продуктивные пласты обусловило увеличение числа осложнений и затрат на их ликвидацию, что, при общем снижении продуктивности скважин, определило низкую рентабельность строительства новых горизонтальных скважин, восстановления продуктивности эксплуатационных скважин методом резки горизонтальных стволов и капитального ремонта скважин со сроками окупаемости затрат более 5 лет.

Цель работы. Повышение эффективности первичного вскрытия пластов и проведение капитального ремонта скважин за счет использования буровых растворов с плотностью, близкой к плотности воды и стабильных пен для

достижения рентабельной разработки месторождений углеводородов на поздней стадии их эксплуатации.

Основные задачи исследований

1. Разработка унифицированных составов технологических жидкостей, используемых в качестве буровых растворов при первичном вскрытии пластов с нормальными градиентами давлений, и дисперсионной среды при получении стабильных пен.

2. Разработка способа получения стабильных пен.

3. Разработка расчетных алгоритмов управления технологическими процессами при проведении капитального ремонта с использованием стабильных пен.

Научная новизна

1. Научно обоснован и разработан раствор с конденсированной твердой фазой для первичного вскрытия пластов с нормальными градиентами давлений и получения стабильных пен для управления забойным давлением в условиях аномально-низкого пластового давления при проведении капитального ремонта скважин.

2. Экспериментально подтвержден способ получения стабильных пен и исследованы их параметры в зависимости от кратности.

3. Предложена методика расчета параметров технологических процессов с использованием стабильных пен, содержащих азот в качестве газовой фазы азота.

Практическая ценность

На основании выполненных автором теоретических и промышленных исследований разработаны:

— состав коллоид-полимерного раствора для вскрытия карбонатных коллекторов нефти и газа и получения стабильных пен;

- способ приготовления стабильных пен, позволивший в экспериментальных условиях получить пены со сроками «жизни» более 22 суток;
- методика расчета параметров управления технологическими процессами при использовании стабильных пен, содержащих в качестве газовой фазы азот.

Реализация результатов работы

Выполненные исследования позволили внедрить коллоид-полимерные растворы для вскрытия продуктивных отложений и при широкомасштабной промысловой апробации исключить аварии, связанные с дифференциальными прихватами в условиях АНПД, а также увеличить продуктивность эксплуатационных скважин.

Расчетная методика и разработанная схема аппаратного обеспечения технологии капитального ремонта скважин с использованием стабильных пен в составе исходных технических требований переданы в ОАО «Газпром» для организации изготовления.

Разработанный состав коллоид-полимерного раствора апробирован при вскрытии продуктивных отложений в ОАО «Удмуртнефть», ОАО «Татнефть», ЗАО «Стимул», ОАО «Оренбургнефть», а также в ООО «Оренбурггазпром». В настоящее время коллоид-полимерный раствор используется для вскрытия продуктивных пластов на ОНГКМ в объемах, определенных «Коррективами показателей разработки основной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения на период с 2002 по 2005 годы», утвержденными ЦКР.

Апробация работы

Основные результаты исследования были доложены, обсуждены и одобрены на Российской межотраслевой конференции «Новые технологии в газовой промышленности» (- М., 1999), Международном симпозиуме «Наука и технология углеводородных дисперсных систем» (- Уфа, 2000), Секции НТС

«Добыча и промысловая подготовка газа и конденсата, эксплуатация ПХГ» ОАО «Газпром» по вопросу «Новая техника и технология при проведении ремонтных работ на скважинах» (Анапа, 2000).

Публикации. По теме диссертации автором опубликовано 12 печатных работ, в том числе в 4-х патентах России.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников и приложения. Изложена на 184 страницах печатного текста, содержит 30 рисунков, 32 таблицы, список использованных источников 96 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении отражена актуальность работы, обоснована целесообразность и перспективность первичного вскрытия пластов и проведения капитального ремонта скважин с использованием пен в целях достижения рентабельности разработки углеводородных залежей в условиях АНПД, определена цель и сформулированы задачи исследований.

Первый раздел посвящен проблемам первичного вскрытия пластов и проведения капитального ремонта скважин в условиях аномально-низких пластовых давлений на примере горно-геологических условий Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ). При этом показано, что при существующих технологиях первичного вскрытия и проведения капитального ремонта в условиях АНПД важнейшим фактором, определяющим затраты на их проведение и продуктивность скважин после их освоения, являются повышенные репрессии на продуктивные зоны.

Приведена динамика снижения рабочих дебитов скважин после проведения капитального ремонта по годам, которая определила сроки окупаемости затрат на капитальный ремонт в ценах 2002 года от 5 до 15 лет и низкую рентабельность доразработки месторождения.

Проведен анализ существующих технологий управления забойным давлением в условиях АНПД, который показал, что эффективным способом управления забойным давлением, при градиентах пластовых давлений значительно ниже гидростатических, является использование пены. При этом было установлено, что существующие технологии использования пен и аэрированных растворов, как их частного случая, базируются на использовании неустойчивых по всем трем факторам систем (кинематической, структурно-механической, термодинамической). Применение этих систем для управления забойным давлением продуктивных отложений обуславливает проблемы, основными из которых являются следующие:

- сложность управления пластовым давлением гидравликой при разделении фаз и наличии относительного движения фаз;
- возможность образования взрывоопасных концентраций в стволе скважины и циркуляционной системе при использовании для вспенивания воздуха;
- неизбежность потерь пены в пласт при разделении фаз и перераспределении давлений в стволе скважины;
- повреждение продуктивности формаций нерастворимой твердой фазой при использовании стабильных трехфазных пен;
- сложность проведения ранней диагностики развития выброса.

Для разработки технологии управления пластовым давлением в условиях АНПД с использованием пен сформулированы следующие требования:

- достижение стабильности и длительности срока "жизни" пены, сопоставимых со сроками проведения ремонтных работ на скважине;
- возможность регулирования фильтрационных и реологических характеристик пены;
- исключение коагуляции пристволенной зоны нерастворимой твердой фазой;

- обеспечение надежности нейтрализации сероводорода;
- использование в качестве дисперсной фазы инертного газа – азота.

Для реализации поставленной задачи рассмотрена возможность использования в качестве дисперсионной среды для получения стабильных пен растворов гидрозолей легких металлов, обеспечивающих получение гелей при молярной концентрации, равной 0,1 их растворимости при изменении величины рН, а также обладающих экологической безопасностью и экономической целесообразностью.

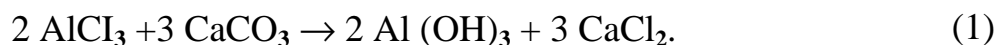
Второй раздел посвящен разработке состава промывочной жидкости с плотностью, близкой к плотности воды, для первичного вскрытия пластов и получения стабильных пен, отвечающих следующим требованиям.

- Наличие коллоидной кислоторастворимой твердой фазы с размером частиц в пределах фракций диспергированного бентонита $0 - 10 \cdot 10^{-6}$ м.
- Повышенная вязкость среды для замедления истечения жидкости из пленок по каналам Плато за счет капиллярных и гравитационных сил.
- Возможность регулирования фильтрационных и реологических характеристик системы.
- Минимальное отличие плотности жидкой среды от плотности пресной воды.
- Экологическая безопасность применяемых материалов и их производных.

Для обеспечения сформулированных требований к составу, свойствам и параметрам была исследована возможность получения технологических растворов на основе гидрозолей алюминия $Al(OH)_3 \cdot n \cdot (H_2O)$, которые способны образовывать гели. При этом для исключения использования щелочи в больших количествах была исследована реакция замещения соли сильной кислоты алюминия и слабой кислоты кальция. В качестве исходных веществ был обоснован выбор хлористого алюминия ($AlCl_3$) и мела технического ($CaCO_3$).

Гидролиз солей, образованных взаимодействием слабых оснований и слабых кислот в этом случае происходит путем связывания гидроксильной группы воды (OH^-) и накопления протонов водорода (H^+) в растворе.

Протекание данной реакции сопровождается образованием гидратированных катионов алюминия, выделением CO_2 и хлористого кальция.



Образующиеся гидратированные катионы алюминия при повышении pH среды гидролизуются с образованием на последней стадии гидролиза гидроксида алюминия $\text{Al}(\text{H}_2\text{O})_3(\text{OH})_3$, который является нерастворимым в воде соединением.

В результате полимеризации гидратированных катионов алюминия происходит образование конденсированных коллоидов, обеспечивающих образование геля, за счет которого обеспечиваются структурно-механические и реологические параметры коллоид-полимерных растворов.

Использование данной реакции позволило полностью исключить расход каустической соды на формирование коллоидной твердой фазы с получением коллоидного раствора со структурой геля.

Выполненными исследованиями было установлено, что образование конденсированной твердой фазы происходит при $\text{pH} = 4,35$ (первая буферная зона), а полученные гидрозоли алюминия способны образовывать структуры геля уже при молярной концентрации, равной 0,1. Это позволило считать, что данный способ дает возможность получить технологические растворы с плотностью, близкой к плотности технической воды.

Исследования на электрофоретическом стенде показали, что при pH первой буферной зоны поверхность конденсированных коллоидов имеет положительный электрокинетический потенциал с изоэлектрической точкой

при $pH \approx 9,30$. Выход на отрицательный электрокинетический потенциал поверхности коллоида происходит при увеличении pH выше изоэлектрической точки, а повышение pH более 10,5 вызывает растворение конденсированных коллоидов и переход их в истинный раствор алюмината $Na(Al(OH)_4)$ (вторая буферная зона).

При изучении полученного геля методом микроскопии было установлено, что размер конденсированных коллоидов составляет $4 \cdot 10^{-6}$ м, с наличием небольшого числа агрегатов размером до $150 \cdot 10^{-6}$ м.

Выполненные исследования при разработке стабилизированного коллоид-полимерного раствора для использования в качестве среды стабильных пен позволили рекомендовать следующий диапазон компонентного состава (таблица 1).

Таблица 1 – Компонентный состав коллоид-полимерного раствора

Наименование компонента	ГОСТ, ТУ	Концентрация, мас. %
Алюмохлорид	ТУ 2152-002-42129794-2001	1,33 – 2,67
Мел молотый технический	ГОСТ 12085 - 88	1,5 – 4,0
Каустическая сода	ТУ 2132233 - 057 68458 -97	0,1 – 0,5
Стабилизатор: МК, КМЦ, КМК		3,0 – 3,5
Вода		Остальное
Примечание: МК – модифицированный крахмал; КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза; КМК – карбоксиметилкрахмал.		

Приведенный диапазон состава коллоид-полимерного раствора обеспечил изменение технологических параметров в следующих пределах (таблица 2).

Таблица 2 – Диапазон регулирования технологических параметров

Наименование параметра	Диапазон регулирования параметров	
	Плотность, кг/м ³	1020
Условная вязкость, с	20	н/г
Фильтрация по ВМ-6, м ³ •10 ⁻⁶ /30 мин	2	8
Статическое напряжение сдвига, дПа	0	9
рН раствора	8,5	9,5
Динамическое напряжение сдвига, Па	6	12
Пластическая вязкость, мПА•с	18	58

Таким образом, было выявлено, что растворы геля на основе гидрозолей алюминия соответствуют сформулированным требованиям по способу их получения и основным технологическим свойствам, обеспечивающим получение буровых растворов с плотностью, близкой к плотности воды и стабильных пен.

Третий раздел посвящен разработке технологии первичного вскрытия продуктивных отложений и проведения капитального ремонта скважин с использованием стабильных пен.

Приведен обзор по физико-химическим явлениям, определяющим условия получения стабильных пен, основным параметрам, характеризующим их состояние и способам получения стабильных пен.

Для планирования и ведения процесса первичного вскрытия пластов и капитального ремонта скважин с использованием стабильных пен предложена методика расчета следующих параметров:

— расчет распределения давлений в стволе скважины в статических условиях;

- расчет минимального расхода пены при заданной кратности для обеспечения выноса шлама;
- расчет распределения давлений в стволе скважины при промывке;
- расчет материального баланса фаз при заполнении скважины пеной;
- расчет пеногенератора для получения стабильных пен с заданной кратностью;
- расчет потерь напора в циркуляционной системе (насадка долота, турбобур, бурильные трубы, кольцевое пространство, обвязка насоса);
- расчет расхода пены на долив скважины при подъеме труб.

В основу методики расчета распределения давления по стволу скважины приняты принципы гидродинамических расчетов движения газожидкостной смеси в стволе скважины при отсутствии относительного движения фаз, из условия стабильности пены

$$\varphi_{\Gamma} = \Gamma / (1 + \Gamma) = (q_{\Gamma} q_{\text{ж}}) / (1 + q_{\Gamma} / q_{\text{ж}}) = q_{\Gamma} / (q_{\Gamma} + q_{\text{ж}}), \quad (2)$$

где Γ – газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$; q_{Γ} – объемный расход газа при движении пены, $\text{м}^3/\text{с}$; $q_{\text{ж}}$ – объемный расход жидкости при движении пены, $\text{м}^3/\text{с}$.

Последовательность расчета распределения гидростатического давления по стволу скважины предполагает:

- определение термобарических условий на расчетном шаге по стволу скважины;
- расчет удельных объемов растворенного и газообразного азота при термобарических условиях расчетных шагов;
- расчет физических параметров азота и пены при термобарических условиях расчетных шагов;
- расчет гидростатических градиентов давления и их обратных величин на расчетных шагах;

— расчет длин расчетных шагов по стволу скважины, соответствующих принятому распределению давления по стволу скважины.

Расчет температур на устье и на забое при промывке стабильной пеной производится с использованием известных зависимостей, принятых в бурении, при допущении отсутствия тепловых эффектов при сжатии и расширении азота. Определение температуры на расчетном шаге давления производится по интерполяционной формуле, принятой при гидродинамических расчетах движения газожидкостной смеси в колонне подъемных труб нефтяных скважин.

Для упрощения вычислений растворимости азота и повышения точности расчета при термобарических условиях расчетных шагов предложено уравнение расчета поправки к коэффициенту Генри

$$\Delta H = \exp(\ln(H_{(P_{\text{в}}, T)}^0) \cdot 0,0812 \cdot \ln(P_{\text{ш}}) + 0,5985), \quad (3)$$

где $H_{(P_{\text{в}}, T)}^0$ – коэффициент Генри, рассчитанный по уравнениям А.Ю. Намиота;
 $P_{\text{ш}}$ - давление расчетного шага.

Проверочные расчеты по растворимости азота в воде показали, что в диапазонах температур 0 – 50 °С и давлений 0,20 - 20,27 МПа, соответствующих термобарическим условиям применения пенных систем для технологии капитального ремонта скважин, достигается необходимая точность расчета растворимости азота в воде (рисунок 1).

Расчет распределения давления от гидростатического давления столба пены производится путем численного интегрирования по заданным шагам его изменения и сводится к вычислению интеграла

$$H = \int_{P_1}^{P_2} (dH/dp) \cdot dp. \quad (4)$$

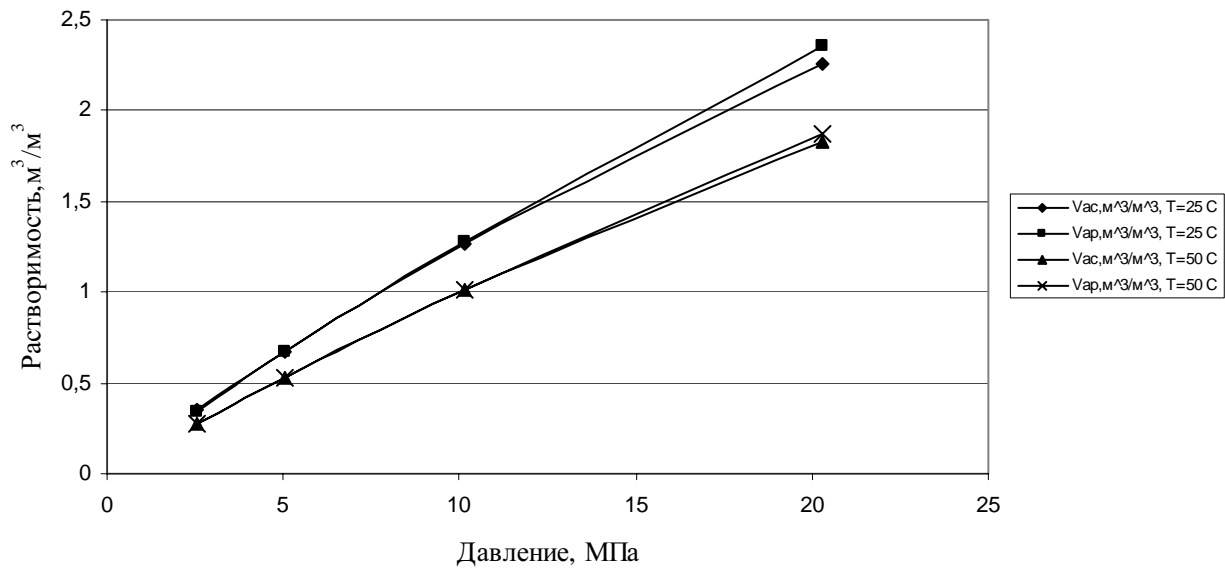


Рисунок 1 – График сравнения справочных и расчетных величин растворимости азота в воде

Составляющие гидростатического давления в стволе скважины (МПа) рассчитываются как сумма произведений градиентов гидростатического давления расчетного шага $((dP/dH)_{гстш})$ и высоты расчетного шага до расчетной длины ствола скважины ($h_{ш}$) по уравнению

$$i=l_p$$

$$P_{гст} = \sum_{i=1} (dP/dH)_{гст} \cdot h_{ш}. \quad (5)$$

Проведенные расчеты гидростатического давления в стволе скважины позволили определить необходимую кратность пены для проведения капитального ремонта скважин на ОНГКМ при средней глубине кровли продуктивных отложений 1450 м (рисунок 2).

Разработка способа получения стабильных пен основывалась из теоретических условий достижения их стабильности.

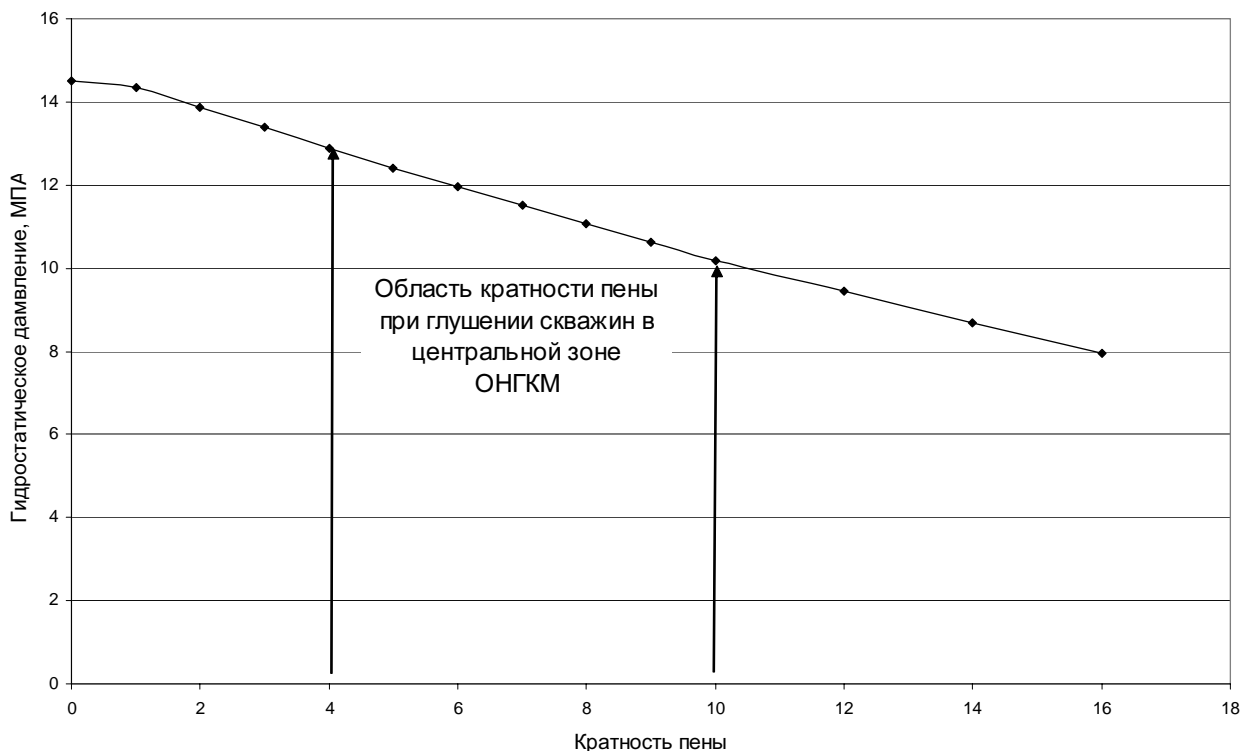


Рисунок 2 – График зависимости гидростатического давления на глубине 1450 м от кратности пены ($\rho_{ж} = 1020 \text{ кг/м}^3$)

Устойчивость и срок "жизни" пены обеспечивались путем использования трехфазных растворов, достижения принципа равновесия пены за счет монодисперсности и равенства внутренних давлений в пузырьках газовой фазы пены, реологических показателей непрерывной среды, препятствующих относительному движению фаз и истечению жидкости по каналам Плато под действием капиллярных и гравитационных сил.

Выполненные расчеты показали, что для достижения стабильности пен при снижении поверхностного натяжения фильтрата промывочной жидкости до $0,048 \text{ Н/м}$ и плотности жидкой среды, равной 1020 кг/м^3 при нормальных условиях, необходимо обеспечить предельное напряжение сдвига, равное $4,6 \text{ Па}$, а удельную поверхность раздела фаз $\geq 12700 \text{ м}^2$.

Для достижения высокой дисперсности пузырьков пены выбран способ дробления азота через пористую мембрану, с дополнительным срезом

развивающегося пузырька лопастью активатора на устье поры мембраны, скользящего по ее поверхности в жидкую среду. При этом размер пор фильтра соответствовал $16 \cdot 10^{-6}$ м, а число оборотов активатора от 4 до 18 С^{-1} в зависимости от необходимой кратности получаемой пены.

Для изучения свойств пены были исследованы следующие составы и параметры коллоид-полимерных растворов в качестве непрерывной среды пены (таблица 3).

Таблица 3 – Составы и параметры коллоид-полимерного раствора для получения стабильных пен

№ состава	Концентрация коллоидов, М	Состав коллоидного раствора, мас %	Параметры коллоид-полимерного раствора				
			Плотность, кг/м^3	Водоотдача, $10^{-6} \cdot \text{м}^3/30$ мин.	СНС ₁₀ , Па	τ_0 , Па	η , мПа·с
1	0,10	1%КМК+ 3%МК+ +0,3% NaOH	1020	3,5	0	7,6	42
2	0,15		1030	3,5	6	7,9	45
3	0,20		1040	3,5	15	8,2	49
4	0,25		1050	3,5	21	20,1	58
5	0,30		1060	3,5	30	28,2	66
6	0,35		1,070	3,5	45	36,3	78

Примечание: КМК – карбоксил модифицированный крахмал; МК – модифицированный крахмал; NaOH – каустическая сода.

Изучение параметров пен проводилось на составах с кратностью 7, которая отвечает средним условиям их применения на ОНГКМ.

Результаты замеров представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Свойства пен при кратности, равной 7

Номер состава	ПАВ	Концентрация ПАВ, вес. %	Кратность пены	Плотность пены (ст.у.), кг/м ³	Стабильность пены, сут
1	АДМА	0,9	7	0,145	6
2		0,9	7	0,147	8
3		0,9	7	0,149	12
4		0,9	7	0,150	18
5		0,9	7	0,152	22
6		0,9	7	0,153	>22
Примечание: АДМА – неионогенный ПАВ					

При расчете гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе и давления на насосе были учтены особенности, связанные с несоответствием гидростатических составляющих трубного и затрубного пространств, определением потерь напора при движении двухфазного потока по трубному и затрубному каналам скважины, насадкам долота, гидравлическому забойному двигателю и др.

Последовательность расчета гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе с использованием ПЭВМ предполагает определение распределения давлений в затрубном пространстве по стволу скважины и нахождение давления на забое, расчет потерь напора в долоте и гидравлическом забойном двигателе. После этого определяется давление в сечении трубы над гидравлическим забойным двигателем.

Распределение давления по стволу скважины и в трубах при течении пены как двухфазного потока, определяется гидростатической и гидродинамической составляющими.

Для выполнения расчетов гидравлических сопротивлений при движении пен были определены зависимости реологических показателей от кратности пен, которые представлены на рисунках 4,5.

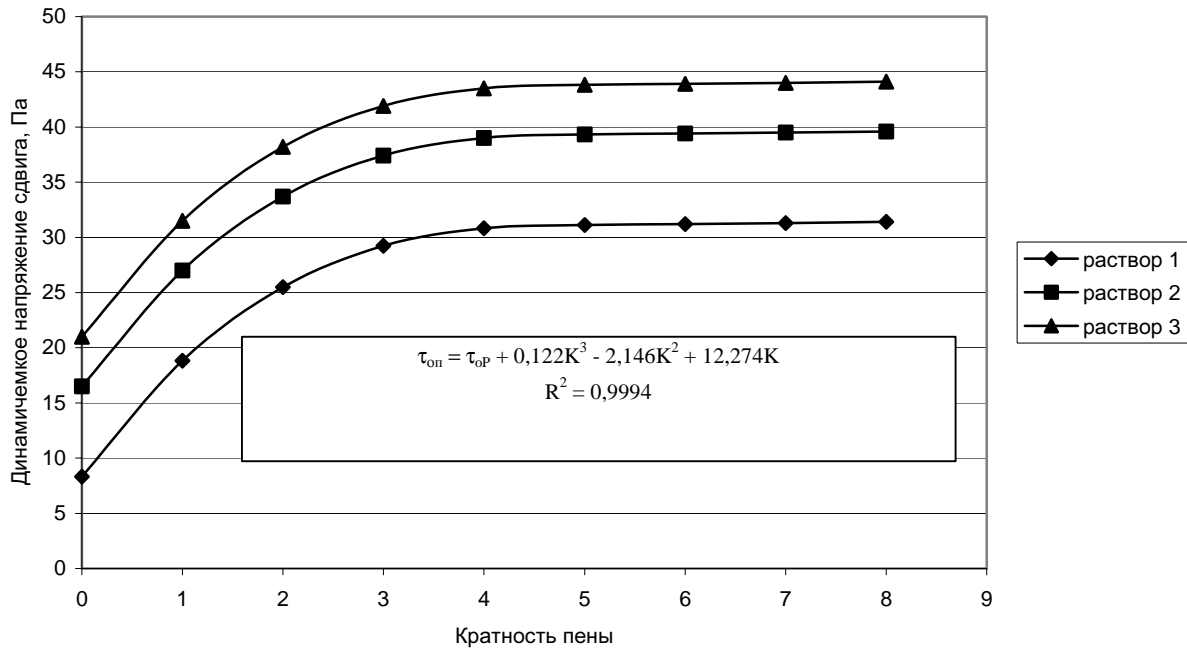


Рисунок 3 – График изменения динамического напряжения сдвига от кратности пены

Для вычисления гидродинамической составляющей $dP_{гд}$ использованы уравнения Г.С. Телетова.

$$dP_{гд} = dP_{тр} + dP_{уск}, \quad (6)$$

где $dP_{тр}$ – составляющая сил трения; $dP_{уск}$ – составляющая инерционных сил.

Составляющая сил трения на расчетном шаге $(dp/dH)_{трз}$ определяется уравнением

$$(dp/dH)_{трз} = 10^{-6} \cdot \lambda / (2 \cdot g \cdot F \cdot d_r) \cdot [(f \cdot \rho_r \cdot U_r^2) + ((1-f) \cdot (\rho_{ж} \cdot U_{ж}^2))], \quad (7)$$

где λ - гидравлический коэффициент трения; g - ускорение свободного падения; F - площадь канала течения, d_r - гидравлический диаметр трения, f - объемное газосодержание, ρ_r - плотность газовой фазы при термобарических условиях расчетного шага, U_r - скорость движения газа, $\rho_{ж}$ - плотность жидкой фазы на расчетном шаге, $U_{ж}$ - скорость движения жидкости.

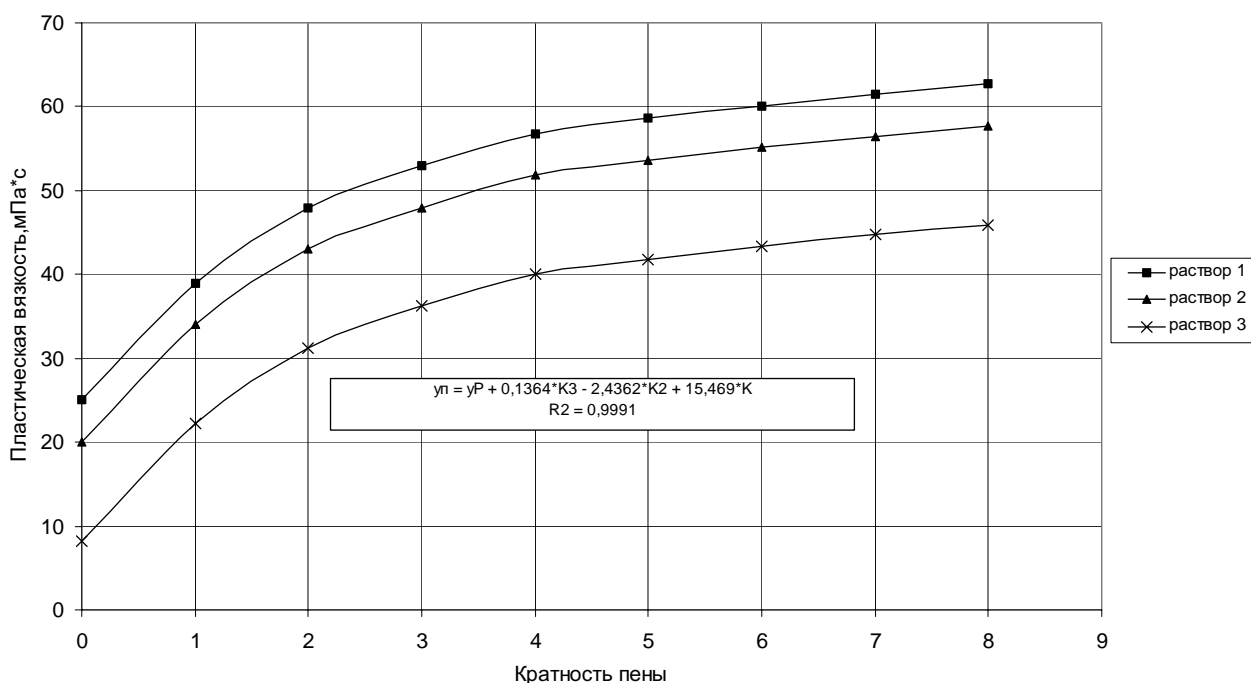


Рисунок 4 – График зависимости пластической вязкости от кратности пены

Составляющая инерционных сил рассчитывается по уравнению

$$(dp/dH)_{\text{уск}} = 10^{-6}/g \cdot [(f \cdot \rho_r \cdot U_r) + ((1-f) \cdot \rho_{ж} \cdot U_{ж})]_{h-} - [(f \cdot \rho_r \cdot U_r) + ((1-f) \cdot \rho_{ж} \cdot U_{ж})]_{h+dh} \cdot (8)$$

Вычисление потерь напора в трубах производится от долота. Перепад давления в долоте и гидравлическом забойном двигателе при движении

двухфазного потока рассчитывается по формулам Р.А.Мукминова и М.Р.Мавлютова.

После определения давления на забое, перепадов давления в долоте и гидравлическом забойном двигателе рассчитывается давление в трубах в сечении над гидравлическим забойным двигателем по уравнению

$$P_{нт} = P_з + \Delta P_{д.см} + \Delta P_{гзд.см}, \text{ МПа} \quad (9)$$

где $P_з$ – давление на забое скважины, МПа., $\Delta P_{д.см}$ – перепад давления в долоте при течении жидкости, МПа, $\Delta P_{гзд.см}$ - перепад давления в гидравлическом забойном двигателе, МПа.

Расчет гидростатической составляющей в трубах определяется также по принципу интегрирования по шагу с определением физических параметров газа, жидкой среды и пены. При этом за величину давления начала первого шага принимается давление $P_{нт}$.

Потребная производительность мультифазного насоса определяется необходимым расходом пены для обеспечения выноса шлама.

Особенностью поведения пены при движении по стволу скважины системы является изменение физических параметров, характеризующих как саму консистенцию пены, так и ее скоростные параметры.

Для расчета минимального расхода пены при термобарических условиях забоя, обеспечивающего витание частицы шлама заданного размера и плотности, использовано уравнение Е.Г. Леонова

$$Fr_r \cdot \rho_r / (\rho_{ш} + 0,008) \cdot Fr_{ж} \cdot \rho_{ж} / (\rho_{ш} + 0,008) = 0,011, \quad (10)$$

где $\rho_r, \rho_{ш}, \rho_{ж}$ – плотность соответственно частиц газа, шлама и жидкости;

$Fr_r, Fr_{ж}$ – числа Фруда для газовой фазы и жидкой непрерывной среды, соответственно.

Объемные расходные доли фаз в потоке смеси и расходы при этом определяются по формулам

$$Q_{\text{ж}} = Q_{\text{г}} \cdot (1 - \varphi_{\text{г}}) / \varphi_{\text{г}}, \quad (11)$$

где $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{г}}$ – объемный расход соответственно жидкости и газа; $\varphi_{\text{г}}$ – объемное газосодержание.

$$v_{\text{г}} = Q_{\text{г}} / F_{\text{к}}; v_{\text{ж}} = Q_{\text{ж}} / F_{\text{к}}, \quad (12)$$

где $F_{\text{к}}$ – площадь поперечного сечения канала, м^2 .

Проведенные расчеты показали, что витание частиц шлама с эквивалентным диаметром 0,004 м и плотностью 2700 кг/м^3 при работе в эксплуатационной колонне диаметром 177,8 мм с толщиной стенки 8,05 мм, бурильным инструментом диаметром 89 мм при газовом факторе $5,4 \text{ м}^3/\text{т}$ на глубине 1737 м происходит при следующих расходных параметрах

$$\text{на забое: } Q_{\text{жз}} = 0,0054 \text{ м}^3/\text{с}, Q_{\text{гз}} = 0,00013 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{на устье: } Q_{\text{жу}} = 0,005 \text{ м}^3/\text{с}, Q_{\text{гу}} = 0,019 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Для расчетов аппаратного обеспечения за критерий величины расхода принимается удвоенный минимальный расход насоса по жидкости, необходимый для выноса шлама максимального ожидаемого размера.

Данный расход обеспечивает вынос шлама и работу гидравлических забойных двигателей в колонне диаметром 177,8 мм.

Учитывая, что стабильные пены в нормальных условиях являются малоподвижными системами в силу высоких структурно-механических и реологических показателей, а также небольшой гравитационной составляющей, необходимым условием подачи их в мультифазный насос может быть предварительное нахождение пены под избыточным давлением. Поэтому работа с использованием стабильных пен должна предполагать наличие

закрытой циркуляции и нахождение ее на поверхности под давлением порядка 0,15 МПа.

Для планирования операции глушения скважины и производства спуско-подъемных операций разработаны методики расчета материального баланса на заполнение скважины, циркуляционной системы и объема пены на долив скважины при подъеме инструмента.

Расчет потребности азота и жидкой среды на заполнение скважины пеной, а также на замещение объема материала колонны труб при подъеме производится путем определения объемов газообразного и растворенного азота и жидкости по длинам расчетных шагов и их суммированием.

Выполненный пример расчета объема пены для долива скважины при стандартных условиях с газовым фактором $10 \text{ м}^3/\text{м}^3$ показывает, что при подъеме бурильного инструмента 89•9,35 мм при эксплуатационной колонне 177,8 мм с глубины 1442 м расход ее составит $27,5 \text{ м}^3$.

Проведенные исследования и компьютерное моделирование, а также анализ требований нормативных документов позволили определить схему циркуляционной системы (ЦС) для проведения капитального ремонта скважин с использованием стабильных пен, обеспечивающую проведение следующих технологических операций: размещение и накопление необходимых материалов для приготовления пены; приготовление или размещение коллоид-полимерного раствора для приготовления пены; приготовление пены; обеспечение работы мультифазного насоса при заданном расходе по жидкости и давлению на насосе; проведение очистки пены от шлама; долив скважины пеной при подъеме колонны труб и гашение пены при окончании работ.

Для работы на пенных системах устье скважины дополнительно должно быть оборудовано вращающимся превентором, позволяющим герметизировать устье скважины при вращении, линейных перемещениях инструмента, в том числе и при производстве спуско-подъемных операций при избыточном давлении на устье скважины 0,15 МПа. Необходимость данного мероприятия

определяется условиями обеспечения работы мультифазного насоса при высоких реологических показателях и низкой плотности стабильных пен.

Четвертый раздел посвящен результатам промышленных испытаний коллоид - полимерного раствора. Объемы внедрения коллоид-полимерных растворов для вскрытия продуктивных отложений горизонтальными участками стволов по предприятиям на 0.1.01.2005 составили: ОАО «Удмуртнефть» - 3 скважины, ОАО «Татнефть» - 2 скважины, ЗАО «Стимул» - 8 скважин, ОАО «Оренбургнефть» - 2 скважины и ООО «Оренбурггазпром» - 36 скважин.

При проведении опытно-промысловых работ по вскрытию продуктивных отложений и борьбы с осложнениями использовался следующий диапазон регулирования технологических параметров коллоид-полимерных растворов без использования утяжелителя (таблица 5).

Таблица 5 - Диапазон регулирования технологических параметров

Наименование параметра	Диапазон регулирования параметров		
	Плотность (без утяжелителя), кг/м ³	1020	1400
Условная вязкость, с	20	н/т	
Фильтрация по ВМ-6, м ³ *10 ⁻⁶ /30 мин	1,5	6	
Динамическое напряжение сдвига, Па	6	15	
Пластическая вязкость, мПА*с	12	45	
Статическое напряжение сдвига, дПа	0	18	
рН раствора, ед.	6,0	9,5	
Поверхностное натяжение фильтрата, Н/м	0,038	0,083	
Наличие конденсированной твердой фазы,% (вес)	1,5	3,5	
Коэффициенты трения в контактных парах при удельных нагрузках горизонтального бурения без смазывающих добавок (микроизмерения):			
	«Сталь – сталь»	0,03	0,05
	«Сталь-порода»	0,07	0,15

Регулирование плотности коллоид – полимерных растворов производилось за счет добавки солей (NaCl , CaCl_2) или использования рассолов соответствующей плотности.

При наличии сероводорода в пластовых флюидах (скважины ЗАО «Стимул», ООО «Оренбурггазпром») нейтрализацию сероводорода производили вводом в раствор хелата цинка («MILGARD L») в количестве до 1 % (масс.).

Анализ технико-экономических показателей бурения горизонтальных участков стволов скважин и продуктивности скважин после освоения позволил сделать следующие выводы :

— составы коллоид-полимерных растворов обеспечили стабильность технологических параметров, в том числе при наличии сероводорода в пластовом флюиде (до 6 % объемн.), разбуривании ангидритов и загрязнении раствора цементом при установке цементных мостов, что сократило время на проведение повторных обработок, а также расход материалов;

— использование коллоид-полимерных растворов обеспечило повышение показателей работы долот до 30 % за счет низкого объемного содержания твердой фазы и коэффициентов трения в контактных парах «сталь – сталь», «сталь – порода» при удельных нагрузках, соответствующих условиям горизонтального бурения;

— применение коллоид – полимерных растворов позволило обеспечить повышение рабочих дебитов (по актам освоения) газовых скважин до 1,8 раз, а нефтяных скважин до 5,5 раз за счет кислоторастворимой твердой фазы, ингибирующей способности фильтрата к глинистым материалам порового пространства и других эффектов, не являющихся предметом настоящих исследований.

Это позволило получить экономический эффект только по одной горизонтальной скважине ЗАО «Стимул» в объеме 4824,5 тыс. рублей.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.

1. Теоретически обоснованы и экспериментально подтверждены технологические решения по управлению забойным давлением в условиях аномально низких пластовых давлений при первичном вскрытии пластов и проведении капитального ремонта скважин с использованием стабильных пен.

2. На уровне изобретений (пат. РФ № 2135542, 2187533, 2222567) созданы рецептуры гидрогелевых буровых растворов с конденсированной твердой фазой, являющиеся как материалами самостоятельного применения, так и основой для получения стабильных пен.

3. Разработан способ и технические средства получения стабильных пен для капитального ремонта скважин с заданной кратностью, обеспечивающей срок «жизни» более 22 дней и исследованы их технологические параметры.

4. Предложены алгоритмы расчета управления технологическими процессами с использованием стабильных пен, адаптированные к первичному вскрытию пластов и ремонту скважин.

5. Разработана технологическая схема циркуляционной системы, подготовлены и переданы в ОАО «Газпром» исходные технические требования для ее выпуска.

6. Проведены опытно – промышленные испытания коллоид – полимерных растворов при вскрытии продуктивных отложений, которые подтвердили их высокие технологические свойства. Экономический эффект только по одной горизонтальной скважине ЗАО «Стимул» составил порядка 4,8 млн. рублей.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах.

1. Горонович С.Н., Гафаров Н.А., Горонович В.С. , Никитин Б. А. Технологические аспекты применения пен при проведении капитального

ремонта скважин и вскрытии продуктивных отложений // Новые технологии в газовой промышленности: Тез. докл. - М.: РГУНГ им. Губкина, 1999. – С.19-21.

2. Горонович С.Н., Селиханович А.М., Олейников А.Н., Гафаров Н.А., Горонович В.С., Тиньков И.Н., Коновалов Е.А. Разработка рецептуры и перспективы применения коллоид – полимерных буровых растворов // Современные тенденции развития техники и технологии строительства и восстановления нефтяных и газовых скважин: Тез. докл. - М.: АБП, 1999. - С.92-102.

3. Пат. 2135542 РФ. МКИ 6С09 К 7/02 Г Гидрогелевый буровой раствор / С.Н. Горонович, А.Н. Олейников, А.М. Селиханович, Н.А. Гафаров, Н.Г. Никонов, В.С. Горонович, Г.А. Чуприна (РФ). - № 97100696/03; Заяв. 16.01.97, Оpubл. 27.08.99, Бюл. №24 (II).

4. Горонович В.С., Селиханович А.М., Гафаров Н.А. Разработка способа получения стабильных пен и исследование их параметров / Новая техника и технология при проведении ремонтных работ на скважинах: Матер. секции НТС «Добыча и промысловая подготовка газа и конденсата, эксплуатация ПХГ» ОАО «Газпром». – Анапа, май 2000 г. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2000. – С. 128-139.

5. Горонович В.С. Расчет гидростатического давления при проведении капитального ремонта скважин с использованием стабильных пен. / Наука и технология углеводородных дисперсных систем: Матер. второго Междунар. симпозиума. - Уфа: Реактив, 2000. – С.23.

6. Горонович В.С., Селиханович А.М., Нечаев А.К. Опыт применения коллоид-полимерных растворов при вскрытии продуктивных отложений. / Наука и технология углеводородных дисперсных систем: Матер. второго Междунар. симпозиума. - Уфа: Реактив, 2000. – С.25.

7. Горонович В.С., Селиханович А.М., Коновалов Е.А. Результаты промыслового испытания коллоид-полимерного раствора при вскрытии нефтеносных пластов на месторождениях «Удмуртнефть» // НТС. Геология,

бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - 2001. - № 2. – С. 10-11.

8. Горонович В.С., Селиханович А.М., Коновалов Е.А. Вскрытие продуктивных отложений восточной зоны Оренбургского НГКМ горизонтальными участками стволов с использованием коллоид-полимерных растворов. // Там же, С. 14-15.

9. Пат. 2187533 РФ. МКИ 7 С09 (РФ) Пенообразующий состав / С.Н. Горонович, Н.А. Гафаров, А.М. Селиханович, В.С. Горонович (РФ). - № 20001319992; Заяв. 20.08.2002, Оpubл. 21.08.2002, Бюл. №23.

10. Пат. 2227063 РФ. МКИ 7 С2 (РФ) Пеногенератор /С.Н. Горонович, Н.А. Гафаров, А.М. Селиханович, В.С. Горонович (РФ). - № 2001123159; Заяв. 16.08.2001, Оpubл. 20.04.2004, Бюл. № 11.

11. Горонович В.С., Гафаров Н.А., Гафаров Ш.А. Горонович С.Н. Новые технологии первичного вскрытия продуктивных карбонатных коллекторов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – ВНИИОЭНГ. – 2003. – № 8. – С. 20-21.

12. Пат. 2222567 РФ. МКИ 7 С2 (РФ) Гидрогелевый буровой раствор / С.Н. Горонович, А.М. Селиханович, В.С. Горонович, Г.А. Чуприна (РФ). - № 2002119165; Заяв. 16.07.2002, Оpubл. 27.01.2004, Бюл. № 3.

Соискатель

В.С. Горонович

