

На правах рукописи



РЫБАЛЬЧЕНКО ЮРИЙ МИХАЙЛОВИЧ

**РАЗРАБОТКА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ
СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ**

Специальность 25.00.14 «Технология и техника геологоразведочных работ»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук



Москва– 2009

Работа выполнена в ГОУ ВПО «Южно-Российский государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт)»

Научный руководитель

доктор технических наук, профессор,
академик РАЕН
Третьяк Александр Яковлевич

Официальные оппоненты

доктор технических наук, профессор, академик
РАЕН
Соловьев Николай Владимирович

кандидат технических наук
Минаков Сергей Иванович

Ведущая организация

открытое акционерное общество
«Южгеология»

Защита состоится «24» июня 2009 года в 14.30 часов в ауд. 4-15А на заседании диссертационного совета Д212.121.05 при Российском государственном геологоразведочном университете имени Серго Орджоникидзе.

Адрес: 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, РГГРУ

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке РГГРУ.

Автореферат разослан «__» мая 2009 года

Ученый секретарь диссертационного
совета Д 212.121.05,
кандидат технических наук



Назаров А.П.

Общая характеристика работы

Актуальность работы. Буровой раствор – сложная структурированная коагуляционно-тиксотропная дисперсная система, особенности которой обуславливают его реологические и технологические свойства, главные из которых – структурно-реологические и фильтрационные. Управление этими свойствами в основном сводится к изменению физико-химического состояния системы раствора.

Основополагающий вклад в развитие представлений о свойствах тиксотропных дисперсных систем внесли отечественные исследователи Г.М. Бартнев, М.П. Вола-рович, Н.Н. Круглицкий, И.И. Лиштван, Ф.Д. Овчаренко, П.А. Ребиндер, Е.Д. Шукин и другие.

К настоящему времени опубликовано огромное количество работ, посвященных повышению качества промывочных жидкостей. Наибольший вклад в решение этой проблемы внесли А.Г. Аветисов, Э.Г. Агабальянц, О.К. Ангелопуло, Д.Н. Башкатов, А.И. Булатов, В.С. Войтенко, В.Д. Городнов, Дж.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли, Н.А. Дудля, С.Ю. Жуховицкий, Л.М. Ивачев, Э.Г. Кистер, Е.А. Козловский, Н.Н. Круглицкий, Б.Б. Кудряшов, В.Н. Кошелев, М.И. Липкес, Н.А. Мариампольский, А.Х. Мирзаджанзаде, К.Ф. Паус, Ю.М. Проселков, П.А. Ребиндер, И.Н. Резниченко, В.Ф. Роджерс, В.И. Ряб-ченко, Я.А. Рязанов, Н.В. Соловьев, А.Я. Третьяк, П.С. Чубик, Р.И. Шищенко, С.Н. Ягров, А.М. Ясашии и другие.

Развитие науки о буровых растворах, имеющей более чем 70-летнюю историю, последовательно отражает постановку и решение наиболее значимых проблем, выдвигаемых практикой бурения. Однако нарушения устойчивости стенок скважины в результате наступления предельного состояния в породах пристволенной зоны не преодолены. Особенно остро проблема устойчивости ощущается в тех районах, где бурение ведется в сложных геологических условиях.

По данным ООО «Кубаньбургаз» и ООО «Краснодарнефтегаз-Бурение» при строительстве практически всех 17 скважин, пробуренных на Прибрежной группе месторождений были встречены осложнения ствола скважин, на ликвидацию которых затрачено более 6500 часов. Доля наклонно направленных скважин со смещением от вертикали более 600 м, при строительстве которых необходимо применение буровых растворов с улучшенными ингибирующими и технологическими свойствами составляет

26

более 30 %. В то же время использование в последние годы систем буровых растворов зарубежных фирм: «MI-SWACO», «DURATHERM», «SILDRIL» и «BAKER HUGHES» не дает положительных результатов – осложнения не преодолены. Кроме того, выше названные системы растворов требуют применения дорогостоящих химических реагентов. Проблема поиска оптимальной системы бурового раствора для сооружения скважин в Южном регионе остается актуальной и на сегодняшний день. В связи с этим разработка эффективной системы бурового раствора является актуальной задачей бурения скважин в глинистых отложениях большинства регионов России, в том числе в Краснодарском крае и Ростовской области. Исследованиям по этой проблеме посвящена работа выполненная автором в рамках данной диссертации.

Цель работы – улучшение технико-экономических показателей разведочного бурения путем разработки и внедрения в производство высокоингибирующего полимерглинистого раствора (ВИПГР) с улучшенными структурно-реологическими, фильтрационными и фрикционными свойствами.

Основные задачи исследований:

1. Анализ современных ингибирующих буровых растворов и выбор направления исследований по разработке новой рецептуры.
2. Экспериментальное подтверждение синергетического воздействия химических реагентов на водно-дисперсные системы и выбор оптимального состава бурового раствора, обладающего устойчивостью к воздействию выбуренных глинистых пород и температуры.
3. Разработка технологии обработки раствора для бурения неустойчивых глинистых пород и установление оптимальных рецептур.
4. Построение математической модели и оценка реологической модели течения предлагаемого бурового раствора.
5. Экспериментальная проверка технологии применения ВИПГР в производственных условиях.
6. Разработка технологического регламента по приготовлению, обработке и применению разработанного бурового раствора.

Методы решения поставленных задач. Задачи решались на основе анализа и обобщения, имеющихся теоретических, лабораторных и промышленных материалов по данной проблеме, а также на результатах собственных аналитических, лабораторных и стендовых исследований с использованием современных приборов и компьютерных программ: MathCAD, Excel, САПР Компас.

Научная новизна работы:

1. Установлено явление синергетического эффекта при комплексной обработке промысловой жидкости несколькими реагентами: KCl, бишофит, ацетат калия, софэксил 40К, которые взаимно дополняют и усиливают ингибирующее действие ВИПГР.

2. Выявлены зависимости пластической вязкости, динамического напряжения сдвига и фильтрации ВИПГР от концентрации в нем применяемых реагентов: KCl, бишофит, ацетат калия, софэксил 40К.

3. Получена реологическая модель раствора и установлена совокупность математических моделей ВИПГР с улучшенными структурно-реологическими, фильтрационными и фрикционными свойствами.

Научная новизна подтверждена двумя патентами на изобретение: №2255199 «Способ обработки бурового раствора и устройство для его осуществления» и №2303047 «Высокоингибированный буровой раствор».

Основные защищаемые положения:

– управление структурно-реологическими и фильтрационными параметрами раствора можно осуществлять регулированием влияния ингибирующих добавок с учетом закономерностей, выявленных при помощи математических моделей показателей свойств;

– улучшение крепящих свойств ВИПГР обеспечивается синергетическим эффектом действия компонентов;

– реологические показатели ВИПГР способствуют улучшению состояния ствола скважины и эффективному выполнению гидравлической программы бурения.

Практическая значимость и реализация работы.

1. Выявлены основные причины, определяющие эффективность применения ВИПГР в осложненных условиях бурения разведочных скважин Прибрежной группы месторождений.

2. Применен оптимальный состав ВИПГР при бурении скважин на месторождения ООО «Кубаньбургаз» (договор №226/04 с филиалом ДООО «Кубаньбургаз» о 27.05.05г.) и ОАО «Южгеология».

3. Предложена математическая модель раствора и установлено, что поведение ВИПГР относится к реологической модели Оствальда -де Ваале.

4. Оценены гидравлические потери при промывке скважин предлагаемым раствором.

5. Произведена оптимизация параметров и разработан технологический регламент применения ВИПГР.

6. Результаты исследований могут быть использованы в учебном процессе в рамках дисциплин «Буровые и тампонажные растворы» и «Технология бурения нефтяных и газовых скважин».

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на ежегодных научно-технических конференциях, проводимых в Южно-Российском государственном техническом университете в период 2002-2009 гг., а также на международных конференциях «Новые идеи в науках о Земле» в 2002 – 2009 гг. РГГРУ, г. Москва. В полном объеме диссертационная работа была обсуждена и на расширенном заседании кафедр «Бурение нефтяных и газовых скважин» СевКавГТУ «Геофизика, техника разведки и бурение нефтегазовых скважин» ЮРГТУ (НПИ «Разведочное бурение» РГГРУ.

Публикации. Основные научные положения и результаты диссертационной работы освещены в 18 печатных работах, в том числе в 13 статьях, в 2 докладах и 3 патентах. 6 работ опубликованы в изданиях рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы. Работа изложена на 150 страницах машинописного текста. Текстовая часть содержит 24 таблицы, 27 рисунков и 2 приложения. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, приложений и списка использованной литературы, включающего 96 наименований. Диссертация является результатом производственных и научно-исследовательских работ, выполненных на кафедре «Геофизика, техника разведки и бурение нефтяных и газовых скважин» в ООО «Кубаньбургаз» (договор №226/04 от 27.05.05г.), ОАО «Южгеология» в течение 2005-2009 гг.

Работа базируется на теоретических и практических исследованиях отечественных и зарубежных специалистов, а также разработках, выполненных лично автором.

В первой главе приведены краткие геолого-технологические особенности разреза Прибрежной группы месторождений. Показано, что геологический разрез является довольно сложными, поэтому требуется разработка рациональной технологии бурения разведочных скважин с применением соответствующих буровых растворов.

Во второй главе дан краткий анализ существующих технологий применения буровых растворов в осложненных условиях.

Третья глава посвящена исследованиям и разработке рецептуры промывочной жидкости для бурения разведочных скважин в осложненных условиях.

В четвертой главе разрабатывается и устанавливается тип, рецептура и технологические свойства бурового раствора применительно к особенностям Прибрежной группы месторождений Краснодарского края.

В пятой главе приведен расчет экономической эффективности от внедрения разработанной технологии сооружения скважин.

В заключении приведены основные выводы по диссертационной работе.

На различных стадиях разработок, исследований и внедрения автор работал со многими сотрудниками ОАО НПО «Буренис» и ЮРГТУ (НПИ), которым выражает свою благодарность и признательность.

Первое защищаемое положение. – управление структурно-реологическими и фильтрационными параметрами раствора можно осуществлять регулированием влияния ингибирующих добавок с учетом закономерностей, выявленных при помощи математических моделей показателей свойств.

В результате исследовательских работ по созданию промывочных жидкостей с улучшенными показателями свойств, для решения проблем по сохранению устойчивости глинистых отложений, была разработана рецептура нового, высокоингибирующего раствора с повышенной ингибирующей активностью компонентов и гидрофобизирующей способностью фильтраата. Предложенный ВИПР обладает способностью замедления процесса гидратации и набухания глины и водочувствительных глинистых сланцев. Предложено использовать четыре реагента со свойствами ингибиторов: KCl – хлористый калий, $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ – бишофит, CH_3COOK – ацетат калия

и софэксил 40К. Проведены лабораторные эксперименты по методу шестифакторного комбинационного квадрата (метод Брандона).

В качестве значимых приняты шесть компонентов исследуемого бурового раствора: X_1 – полианионная калиевая целлюлоза ПАЦ-В, X_2 – хлористый калий КСl, X_3 – феррохромлигосульфат ФХЛС, X_4 – бишофит ($MgCl_2 \cdot 6H_2O$), X_5 – ацетат кали CH_3COOK , X_6 – софэксил 40К. Главной задачей этих экспериментов было получение нелинейной математической модели показателей свойств предлагаемого раствора. Эксперименты проводили в нормальных ($t^0=20^{\circ}C$) и в термодинамических условия. ($t^0=80^{\circ}C$; $140^{\circ}C$). Пластическую вязкость измеряли на 8 – скоростном электронном визкозиметре Фаги OFI (модель 800), фильтрацию – на фильтр-прессе ФЛР-1 и прибор УИВ-2М согласно установленным методикам. В статических условиях концентрации всех компонентов (факторов) на 1, 2, 3, 4 и 5 уровнях соответственно принята 2, 4, 6, 8 и 10 кг/м³ (0,2; 0,4; 0,6; 0,8; и 1,0%). Эта задача решена с помощью программы мето «Брандона» в пакете Math CAD 2001. Анализ найденных таким образом связей $Y=f(X_i)$ и их графическая интерпретация (рисунок 1) позволили сделать следующие выводы:

1. Наибольшее влияние на величину пластической вязкости оказывают добавки полианионной калиевой целлюлозы ПАЦ-В (X_1), увеличение концентрации которого приводит к закономерному росту пластической вязкости, особенно интенсивному с 2-го по 5-й уровень концентраций.

2. Добавки КСl (X_2), бишофита (X_4), ацетата кали (X_5) и софэксил 40 К (X_6) обеспечивают получение и поддержание синергетического эффекта, когда компоненты взаимно дополняя и усиливая друг друга, действуют лучше, чем в отдельности.

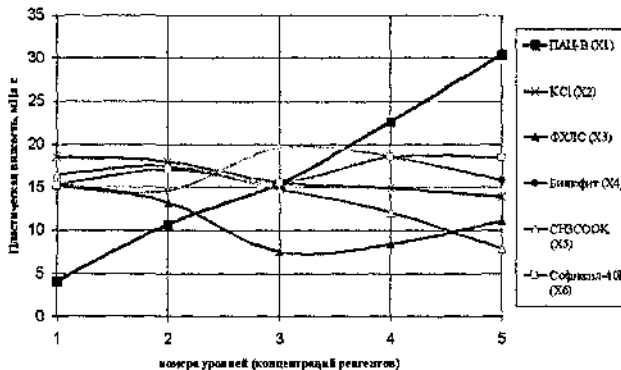


Рисунок 1 – Зависимость пластической вязкости от концентрации реагентов при $t=20^{\circ}C$

Показатель увлажняющей способности Π_0 см/ч, характеризующий ингибирующую активность буровых растворов при увеличении концентрации ПАЦ-В, ФХЛС, ацетата калия и бишофита, уменьшается и достигает к 5-му уровню значения 1,6-1,9 см/ч. (рисунок 2). Такая величина показателя говорит о высокой ингибирующей активности системы ВИПР.

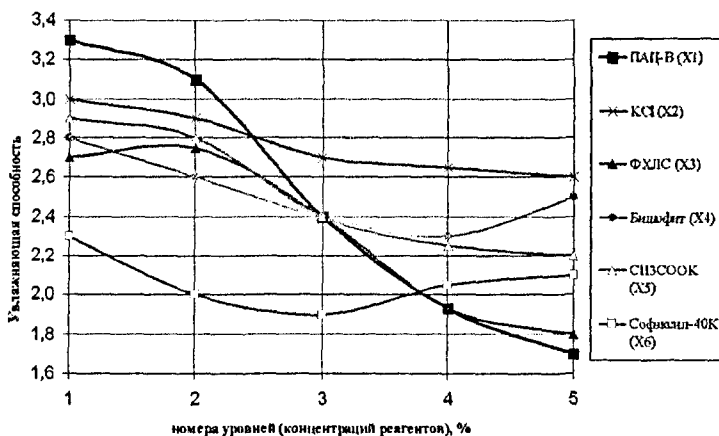


Рисунок 2 – Зависимость увлажняющей способности от концентрации реагентов при $t=20^{\circ}\text{C}$

Поиск оптимальной рецептуры ВИПР продолжили в динамических условиях испытаний при температуре прогрева от 80 до 140°C . Были приняты следующие уровни (концентраций) компонентов: для ПАЦ-В - $6,8, 10, 12$ и 14 кг/м^3 ($0,6, 0,8, 1,0, 1,2$ и $1,4\%$); для ФХЛС - $4,8, 12, 16$ и 20 кг/м^3 ($0,4, 0,8, 1,2, 1,6$ и $2,0\%$); для остальных реагентов: КС1, бишофита, ацетата калия и софксила 40К - $2, 4, 6, 8$ и 10 кг/м^3 ($0,2, 0,4, 0,6, 0,8$ и $1,0\%$).

Измерения реологических свойств проводились следующим образом. Пластическая вязкость по вискозиметру PV, мПа·с – показание при 600 об/мин минус показание 300 об/мин. Предел текучести ДНС УР – показание при 300 об/мин минус показание пластической вязкости. На рисунках 3, 4 приведены графики зависимости пластической вязкости и водоотдачи от концентрации реагентов при температуре прогрева ВИПР от 80 до 140°C .

Из сопоставления рисунков 1 и 3 видно, что при общем понижении значений пластической вязкости характер этой зависимости от добавок ПАЦ-В с повышением температуры изменяется незначительно, что хорошо согласуется с общезвестными теоретическими представлениями.

Остальные реагенты поддерживают синергетический эффект смеси. Из рисунка 4 следует, что оптимальное сочетание добавок реагентов при $t = 140^{\circ}\text{C}$ наблюдается с 4-го по 5-й уровни, причем наибольшее влияние на величину водоотдачи оказывают добавки ПАЦ-В. При нагреве до 140°C водоотдача увеличивается, но остается на минимально допустимом уровне $5 - 6 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$.

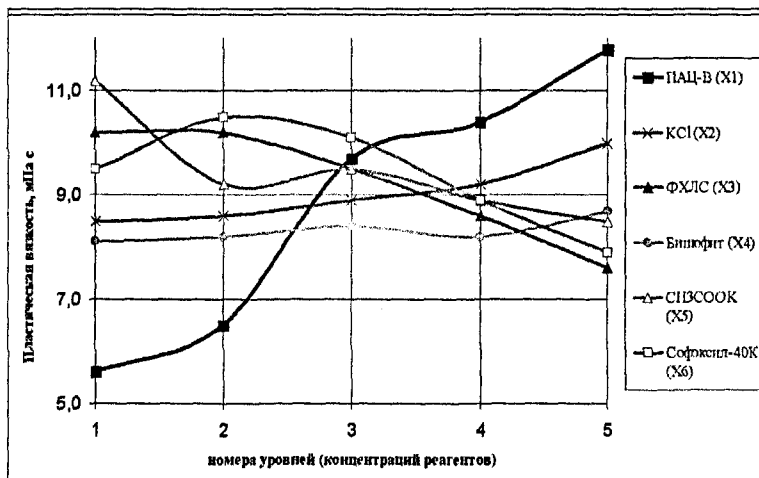


Рисунок 3 – Зависимость пластической вязкости от концентрации реагентов при $t=140^{\circ}\text{C}$

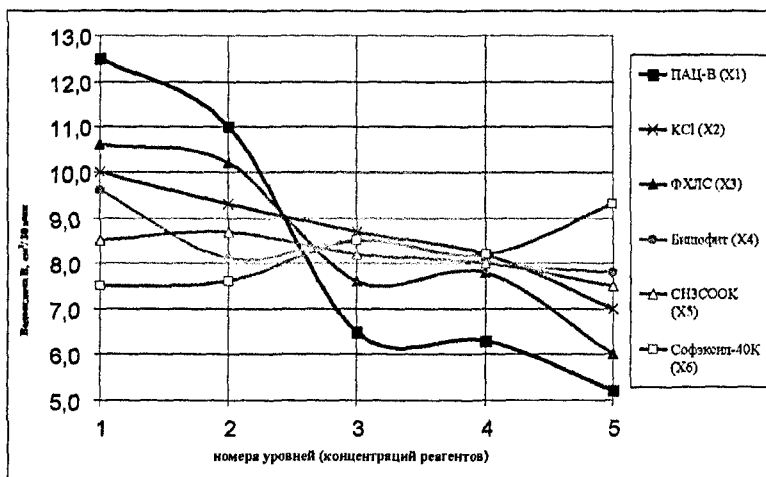


Рисунок 4 – Зависимость водоотдачи от концентрации реагентов при $t=140^{\circ}\text{C}$

Анализ графической интерпретации позволяет считать, что исследованный ВИП обладает: стабильностью во всем диапазоне температурного прогресса, улучшенными структурно-механическими параметрами, минимальными водоотдачей и увлажняющей

способностью, синергетическим эффектом действия компонентов. Математическая модель увлажняющей способности исследуемого ВИПГР, полученная методом Брандона:

$$\begin{aligned}
 Y_{расч} = & 998,9 \cdot 10^{-3} \cdot \left(0,254 \cdot \ln(X_1) + 127720 \cdot \frac{1}{X_1^5} + 61,12 \cdot \frac{1}{X_1^3} - 54130 \right) \times \\
 & \times \left(-0,00282 \cdot X_2^3 + \frac{2,603}{X_2^2} + 0,000002 \cdot X_2^5 + 0,752 \cdot \ln(X_2) \right) \times \\
 & \times \left(-0,204 \cdot \ln(X_3) + 2259 \cdot e^{-X_3} - \frac{20960}{X_3^4} + \frac{2640}{X_3^3} \right) \times \\
 & \times \left(\frac{344,04}{X_4^4} - \frac{280,317}{X_4^3} + \frac{57,745}{X_4^2} + 0,268 \cdot \ln(X_4) \right) \times \\
 & \times \left(\frac{53,337}{X_5^3} - 2,27 \cdot 10^{-6} \cdot X_5^5 - \frac{93,968}{X_5^4} + 0,456 \cdot \ln(X_5) \right) \times \\
 & \times \left(\frac{1033}{X_6^4} - \frac{810,072}{X_6^3} + \frac{150,384}{X_6^2} + 5,95 \cdot 10^{-10} \cdot e^{2 \cdot X_6} \right)
 \end{aligned}$$

Коэффициент детерминации равен 0,8725; ошибка аппроксимации равна 7,9094.

Аналогичным образом получили математические модели для ДНС, СНС, водоотдачи, увлажняющей способности, условной вязкости, рН. Совокупность полученных математических моделей является технической характеристикой ВИПГР в аналитическом виде. Указанная совокупность моделей справедлива в следующей области факторного пространства: $6 \leq X_1 \leq 14$; $2 \leq X_2 \leq 10$; $4 \leq X_3 \leq 20$; $2 \leq X_4 \leq 10$; $2 \leq X_5 \leq 10$; $2 \leq X_6 \leq 10$, где цифры – концентрации соответствующих компонентов в кг/м^3 .

Для нахождения оптимального сочетания двух химических реагентов, обеспечивающего заданные свойства ВИПГР методами математической статистики (метод последовательного приближения), были построены геометрические функции отклика для двух факторов, представляющие некоторую поверхность в трехмерном пространстве. Одна из них представлена на рисунке 5.

Анализ этого графика, позволил, исходя из достижения минимальной водоотдачи, рекомендовать оптимальное содержание компонентов смеси при 80°C (кг/м^3): ПАЦ-В –

10,52; KCl – 2,68; бишофит – 7,0; ацетат калия – 2,0; софэксил 40К – 5,0; хромпик – 1,0. Такой состав обеспечил водоотдачу на уровне 1,35 - 1,5 см³/30 мин.

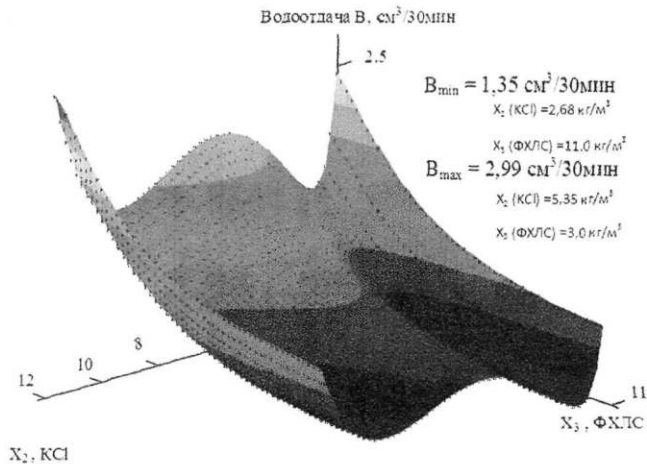


Рисунок 5 – График поверхности (3D) водоотдачи ВИПГР по двум факторам X_2 (KCl) и X_3 (ФХЛС) при $t=80^\circ\text{C}$

Второе защищаемое положение. Улучшение ингибирующих свойств ВИПГР обеспечивается синергетическим эффектом действия компонентов.

По результатам экспериментальных исследований разработана новая рецептура высокоингибирующего полимерглинистого раствора и получен патент на изобретение №2303047 «Высокоингибированный буровой раствор».

Полученная нелинейная математическая модель показателей структурно-механических и фильтрационных свойств ВИПГР позволяет управлять технологическими параметрами предлагаемого раствора с учетом выявленных закономерностей влияния ингибирующих добавок.

Для доказательства синергетического эффекта предлагаемого состава, кроме уже оцененной математической модели и увлажняющей способности (P_0 , см/ч) ВИПГР (рисунок 2), были выполнены лабораторные исследования по кинетике набухания глинопорошка, измельченного шлама и керна в фильтрах исследуемых растворов (рисунок 6), а также опыты на приборе ВМ-6 по испытанию водных растворов ингибирующих реагентов на фильтрацию через глинистую корку (таблица 1).

Исследования фильтратов различных буровых растворов доказали высокую ингибирующую способность предлагаемого ВИПГР.

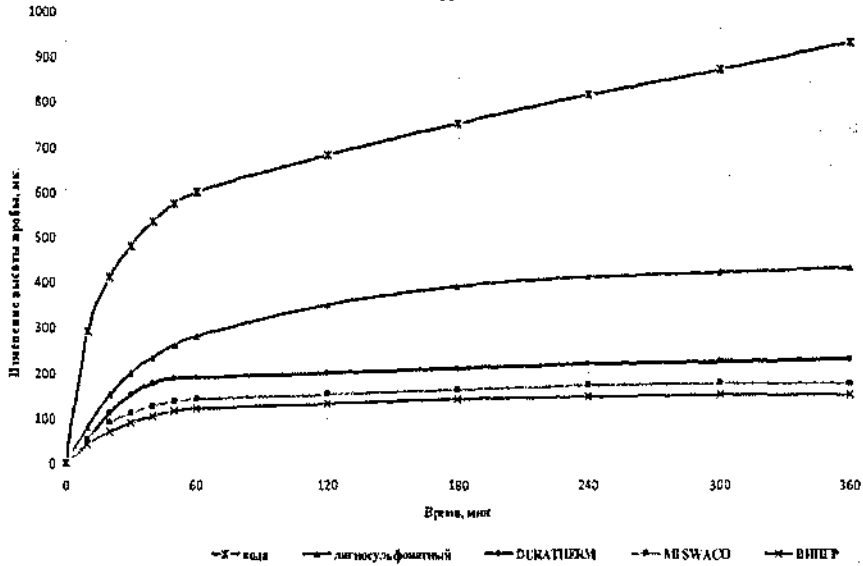


Рисунок 6 — Кинетика набухания глинопорошка в фильтратах исследуемых растворов

Таблица 1 — Фильтрация водных растворов ингибирующих реагентов через глинистую корку

№ п/п	Сочетание реагентов	Состав водного раствора	Фильтрация водного раствора реагентов через корку, Φ_{p-p} см ³ /30 мин	Скорость фильтрации за первые 2 минуты, см ³ /30 мин	pH
1	один	KCl (2%), 20 кг/м ³	30	5	8
2		Бишофит (1%) (MgCl ₂ · 6H ₂ O), 10 кг/м ³	35	7	9
3		Ацетат калия (1%) (CH ₃ COOK), кг/м ³	32	6	9
4		Софэксил 40К (1%), 10 кг/м ³	30	7	11
5	два	KCl + бишофит	45	6	8
6		Ацетат калия + софэксил 40К	40	6	11
7		KCl + ацетат калия	34	5	8
8		Бишофит + софэксил 40К	38	7	11
9		Бишофит + ацетат калия	28	9	8,5
10	три	KCl + софэксил 40К	37	8	9
11		KCl + бишофит + ацетат калия	28	9	7
12		KCl + ацетат калия + софэксил 40К	25	6	8
13	четыре	KCl + бишофит + софэксил 40К	27	7	9
14		KCl + ацетат калия + софэксил 40К	25	9	12
15		KCl + бишофит + ацетат калия + софэксил 40К	25	4	9

Установлено, что минимальная скорость фильтрации за 2 мин. достигается при совместном введении всех четырех ингибирующих компонентов. Снижение скорости составляет от 40 до 60%. Экспериментально подтверждается синергетический эффект действия 4-х реагентов со свойствами ингибиторов: комплекс работает лучше, чем каждый реагент в отдельности. Рассмотрен механизм синергетического эффекта при совместном действии реагентов в системе ВИПГР: КСл, бишофит, ацетат калия, софэксил 40К. Подтверждена составляющая доля действия каждого реагента в достижении общего синергетического эффекта смеси.

1. Хлорид калия (КСл) являясь основным поставщиком катиона K^+ , играет определяющую роль в обеспечении ингибирующего действия ВИПГР. В силу размеров ионного радиуса катионы калия могут входить в межпакетные пустоты кристаллической поверхности глинистых минералов, прочно срачивая их пакеты, способствуя межслойной дегидратации глин.

2. Бишофит ($MgCl_2 \cdot 6H_2O$) – за счет присутствия иона магния Mg^{2+} в ионообменном комплексе способствует снижению активности водной фазы ВИПГР и уменьшению степени увлажнения глин, сохраняя их устойчивость в процессе бурения.

3. Ацетат калия (CH_3COOK) – дополняет крепящее действие хлорида калия влиянием на величину структурно-адсорбционных деформаций в системе глина-жидкость, способствуя уменьшению содержания жидкости набухания в гидратированной глине и стабилизации ствола скважины.

4. Кремнийорганическая жидкость (софэксил 40К), за счет гидрофобизирующего действия на горные породы обеспечивает снижение увлажняющей способности ВИПГР и предотвращает быстрое развитие гидратации водочувствительных глин.

Применение ФХЛС способствует проявлению синергетического эффекта благодаря размеру и строению макромолекул реагента, адсорбирующихся на глинистых частицах.

Повышение эффективности буровых работ, особенно в осложненных условиях требует того, чтобы промывочная жидкость обеспечивала снижение прихватаопасности. Поэтому буровой раствор должен иметь хорошие показатели триботехнических свойств.

Оценку антиприхватных свойств различных составов ВИПГР проводили на приборах: стандартном – КТК-2, и – КСК (коэффициент сдвига фильтрационной корки), разработанном в ЮРГТУ (НПИ) на кафедре ГТриБНГС. Прибор, как и методика работы

на нем, разработан на базе стандартного прибора ротационного пластометра СНС-2 путем его усовершенствования - добавлением специального кольца, прикрепленного снизу к подвесной системе.

Вместо стакана для пробы раствора на подвижном столике укреплен металлический диск. На диске помещается корка, полученная в приборе ВМ-6 после определения показателя фильтрации. С корки, предварительно фильтровальной бумагой, снимается верхний рыхлый слой. После истечения заданного времени, включением электродвигателя прибора столик с коркой приводят во вращение, что влечет за собой закручивание подвесной системы, соединенной шарнирно с кольцом.

Максимальный угол закручивания стальной нити, зафиксированный в момент остановки вращения подвижной системы, служит для вычисления величины КСК по формуле:

$$КСК = \frac{C \cdot B \cdot F \cdot \varphi \cdot 10^{-4}}{P \cdot R}$$

где С – постоянная стальной нити прибора СНС-2 (из паспорта), $C=2 \cdot 10^{-4}$ МПа;

В – постоянное число, равнос 0,754 м/град;

F – площадь кольца (соприкасающаяся с коркой), м²;

φ – максимальный угол закручивания нити, град.;

P – вес кольца, Н;

R – средний радиус кольца, см.

Так как в процессе измерений переменной является только одна величина φ, то для упрощения вычислений составили таблицу с переводом угла закручивания нити в коэффициент сдвига корки индивидуально для каждого прибора.

Определение антиприхватных свойств ВИПГР проводилось также на разработанной кафедрой ГТриБНГС ЮРГТУ (НПИ) установке ОПБК, моделирующей процесс прихвата буровой колонны (рисунок 7).

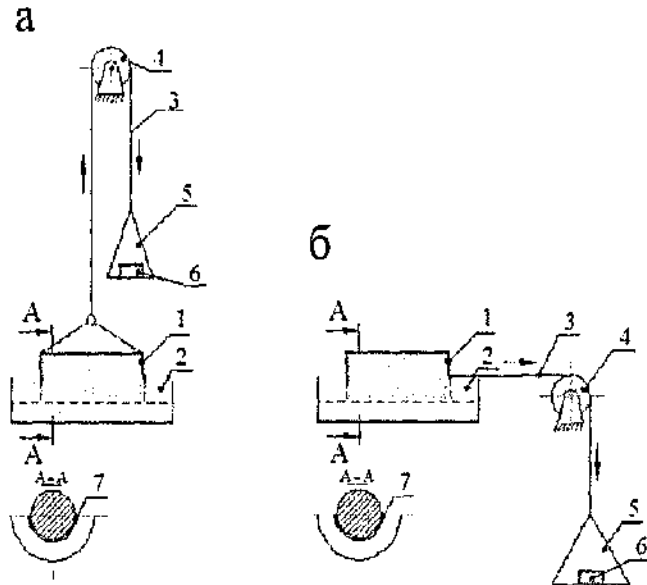


Рисунок 7 – Схема установки для исследования смазывающих и антифрикционных свойств ВИПГР: а – испытание на отрыв груза от ложа; б – испытание на сдвиг груза по ложу; 1 – металлический цилиндр; 2 – ложе из глины; 3 – капиллярная нить; 4 – воск; 5 – шкив; 6 – груз; 7 – фильтр ВИПГР

Установлены оптимальные рецептуры составов ВИПГР – составы БР-5, БР-14. Оптимальная концентрация реагентов этих составов приведена в таблице 2.

Таблица 2 - Оптимальные рецептуры ВИПГР с улучшенной смазывающей способностью.

Номер состава	Концентрация реагентов, кг/м ³ (%)					
	ПАЦ-В	КС1	ФХЛС	бишофит	ацетат калия СН ₃ СООК	софоксил 40К
БР-5	14 (1,4)	2 (0,2)	20 (2)	10 (1,0)	10 (1,0)	10 (1,0)
БР-14	6 (0,6)	6 (0,6)	20 (2,0)	8 (0,8)	6 (0,6)	4 (0,4)

В результате экспериментов была установлена зависимость коэффициента трения фильтрационной корки от концентрации ингибирующих добавок.

Третье защищаемое положение. Реологические показатели предложенного ВИПГР способствуют улучшению состояния ствола скважины и эффективному выполнению гидравлической программы бурения.

Для установления модели реологического поведения ВИПГР проведено исследование на вискозиметре при скоростях вращения ротора ω : 3 (гель), 6, 30, 60, 200, 300 и 600 об/мин. Выполненные измерения позволили построить реограммы в декартовых координатах (рисунок 8), установить модель псевдопластичной жидк

Оствальда - де Ваале и утверждать, что указанная модель отражает более точное приближение к реальному буровому раствору во всем диапазоне скоростей сдвига.

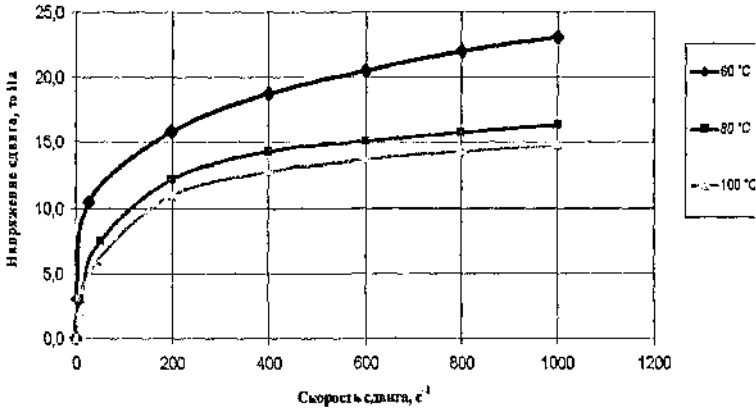


Рисунок 8 – Реограмма ВИПР в декартовых координатах при разных температурах.

Знание сущности коэффициентов « n » и « K » в степенной модели позволяет управлять свойствами бурового раствора в зависимости от изменений внешних условий. Для псевдопластичного ВИПР показатель неньютоновского поведения « n » изменяется в пределах от 0 до 1. Чем меньше « n », тем больше раствор проявляет псевдопластичные свойства, то есть вязкость его уменьшается с повышением скорости сдвига, что влечет за собой выравнивание (выполаживание) профиля скоростей в кольцевом пространстве (КП) и улучшение «скважиноочистительных» свойств.

Показатель консистенции « K » характеризует вязкость раствора при низких относительных скоростях сдвига. Увеличение « K » должно сопровождаться соответствующим снижением « n ». Только в этом случае увеличивается полнота выноса шлама из ствола скважины и снижается вязкость раствора в насадках долота.

На рисунке 10 видно, что для кольцевого пространства усредненные реологические показатели ВИПР по сравнению с аналогичными показателями лигносульфонатного ингибированного раствора выгодно изменяются в сторону увеличения их пластических свойств (от $n_x=0,86-0,95$ и $K_x=0,41-1,07$ до $n_x=0,34-0,44$ и $K_x=15-16$).

Увеличение « K » при промывке каждого интервала сопровождается соответствующим снижением « n », что приводит к выравниванию реологического профиля в КП и улучшению «транспортных» свойств ВИПР, снижению закручивающего эффекта, уменьшению рециркуляции твердой фазы, предотвращению

дополнительного дробления и вытеснения шлама равномерно вверх по стволу скважины.

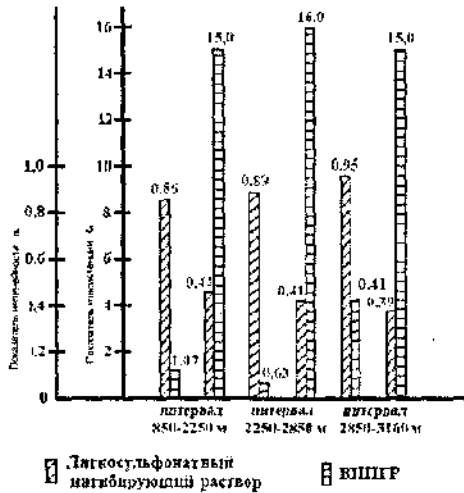


Рисунок 9 – Сравнительная эффективность реологических показателей в кольцевом пространстве скважины для разных систем буровых растворов.

Механизм образования данного реологического профиля следующий. В центре КИ скорость сдвига небольшая и ВИПГР имеет тенденцию к передвижению единой массой. Профиль скорости имеет плоскую форму: чем меньше «п», тем шире площадка такого профиля и тем лучше реологический профиль всего потока. Для оценки пригодности исследуемого ВИПГР при промывке скважин в осложненных условиях определяли гидравлические потери давления с целью разработки по интервалам бурения технологии промывки, обеспечивающие максимальную загрузку забойных двигателей и буровых насосов, реализацию максимальной гидравлической мощности на долоте, эффективный транспорт выбуренной породы. Гидравлические расчеты промывки производились по зарубежной и новейшей отечественной методикам, с использованием степенной модели течения жидкости применительно к производственным условиям сооружения скважин в ООО «Кубаньбургаз».

Результатом расчета по зарубежной методике (США, Канада) явилось построение совмещенных «рабочих окон» с границами регулирования показателей ВИПГР и режимы параметров промывки по интервалам (рисунок 10). Защищенная область показателей свойств ВИПГР – область для трех «окон» – предполагает применение ВИПГР с аналогичными показателями при бурении любого интервала.

Границы "рабочих окон" {

- Интервал бурения 850 - 2250 м
- Интервал бурения 2250 - 2850 м
- Интервал бурения 2850 - 3160 м

▴ — Зона показателей свойства ВВПГР, общая для "рабочих окон"

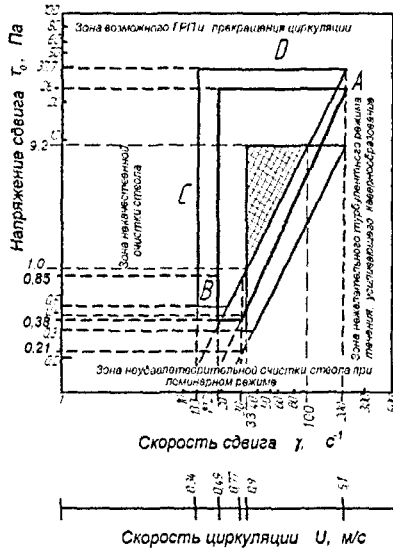


Рисунок 10 – Совмещенные «рабочие окна» с границами регулирования показателей ВВПГР и режимных параметров промывки по интервалам.

Совместенность «рабочих окон» позволяет установить границы регулирования режимных параметров, общие для трех интервалов углубления скважины. Применение ВВПГР одного и того же состава возможно с 850 м до проектной глубины 3160 м со следующими параметрами в пределах общей зоны «рабочих окон»: ДНС – $\tau_0=1,0-9,2$ Па; скорость сдвига $\dot{\gamma}=33-100 \text{ с}^{-1}$.

Технологические параметры ВВПГР при бурении опытной разведочной скважины на Прибрежной группе месторождений представлены в таблице 3, из которой видно что в результате применения ВВПГР при проводке последнего интервала водоотдача снижена на 58%, а толщина фильтрационной корки – в 2 раза. Липкость уменьшилась на 17%, а показатель увлажняющей способности снижен в 1,6 раза.

Таблица 3 – Технологические параметры ВИПГР при бурении опытной скважины на Прибрежной группе месторождений

Параметры бурового раствора	Скважина №8 Песчаная (опытная)			Скважина №4 Песчаная (базовая)		
	Забой, м	1500	2400	3160	1500	2400
Плотность, ρ , кг/м ³	1180	1360	2130	1160	1340	2130
Условная вязкость, УВ, с	35	45-50	45-60	30-35	40-50	40-60
Пластическая вязкость $\eta_{пл}$, МПа·с	15-25	25-30	45-50	10-30	15-30	30-45
Водоотдача (фильтрация), F_{30} , см ³	4,5	3,5	1,5	4,0-6,0	4,0-5,0	3,0-3,5
Корка, мм	1,0	0,5	0,5	1,0-1,5	1,0-1,5	1,0
ДНС, τ_0 , дПа	30-45	35-40	35-50	20-60	30-90	70-140
СНС, $\theta_{1/10}$, дПа	30-35/45- 55	35-40/50- 60	35- 65/75-90	10-20/ 20-40	10-30/ 20-60	10-40/ 20-90
pH	8,5	9,5	9,5-10,5	8,5	9,5	9,5
Липкость фильтрационной корки (на приборе КТК – 2)	0,0699	0,0568	0,0524	0,0831	0,0743	0,0629
Показатель увлажняющей способности, P_0 , см/ч	1,4	1,6	1,8	4,2	3,7	2,9
Удельное электрическое сопротивление $R_{уд.}$, Ом·м	1,4	2,6	2,3	1,2	1,7	1,6

Основные выводы и рекомендации

1. По результатам проведенного анализа использования различных систем буровых растворов в осложненных условиях выявлены основные причины низкой степени успешности их применения.
2. Установлена необходимость введения в систему раствора нескольких взаимодополняющих реагентов – ингибиторов набухания глины крепящего действия.
3. Разработан новый высокоингибирующий раствор с улучшенными структурно-реологическими и фильтрационными свойствами.
4. Подтверждено явление синергетического эффекта при комплексной обработке бурового раствора несколькими реагентами со свойствами ингибиторов, когда компоненты взаимно дополняют и усиливают друг друга.
5. Выявлены зависимости пластической вязкости, динамического напряжения сдвига и фильтрации ВИПГР от концентрации в нем применяемых реагентов.
6. Разработана схема, технология приготовления и управления свойствами высокоингибирующего раствора с высокой термосолеустойчивостью.

7. Показано, что исследуемый ВИПГР обладает улучшенными смазывающими, фрикционными и антиприхватными свойствами при высоком уровне экологической безопасности всех добавок.

8. Подтверждено экспериментальным и практическим путем, что величина показателя нелинейности «*n*» реологической модели Оствальда - де Ваале оказывает существенное влияние на структурно-реологические свойства раствора.

9. Установлены, применительно к Прибрежной группе месторождений, температурные границы применения ВИПГР к каждому интервалу бурения (в том числе наклонному), раствор обладает хорошо регулируемые структурно-реологическими свойствами. Разработан технологический регламент по приготовлению, обработке и применению ВИПГР при бурении разведочных скважин Прибрежной группы месторождений.

10. Применение этого раствора позволяет успешно сооружать разведочные скважины на нефть и газ глубиной более 3000 м на участках, представленных неустойчивыми высокопластичными глинами и самодиспергирующимися сланцами.

11. Экономический эффект при сооружении одной скважины с использованием предлагаемого раствора составляет 905200 руб.

Основное содержание работы опубликовано в следующих работах, из которых №1, 3, 4, 10, 14 и 15 – в изданиях, рекомендуемых ВАК РФ.

1. Применение ультразвука для регулирования свойств буровых растворов/ Третьяк А.Я., Ю.М. Рыбальченко Ю.М., Коваленко А.С., Чикин А.В.// Изв. вузов Сев-Кавк. регион. Естеств. Науки – 2003. – №3. – С 62-64

2. Коваленко А.С., Рыбальченко Ю.М. Возможность применения ультразвука для регулирования свойств бурового раствора// Материалы 51-ой науч.-техн. конф. студ. и асп. ЮРГТУ (НПИ) – Новочеркасск, 2003. – С. 64-66

3. Третьяк А.Я., Чихоткин В.Ф., Рыбальченко Ю.М. Высокоингибированный буровой раствор//Изв. Вузов Сев. Кавк. региона. Техн. науки. – 2006; №2 С.92 – 94

4. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Теоретические исследования по управлению буровым раствором в осложненных условиях// Изв. вузов Сев.-Кавк. регион. Техн. науки. – 2006. Приложение №7. – С. 56-61

5. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Буровой раствор для бурения в осложненных условиях// Материалы науч.-техн. конф. ЮРГТУ (НПИ), посвященной 100-летию со дня рождения проф. А.Г. Кобилева – Новочеркасск, 2006

6. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М., Чихоткин В.Ф. Новые технологии сооружения скважин на нефть и газ// Материалы науч.-техн. конф. ЮРГТУ (НПИ), посвященной 100-летию со дня рождения проф. А.Г. Кобилева. – Новочеркасск, 2006
7. Рыбальченко Ю.М., Сопьянов Н.А. Высокоингибирующий буровой раствор для бурения в осложненных условиях//Студенческая научная весна – 2006: Сб. науч. тр. аспирантов и студентов ЮРГТУ (НПИ). – Новочеркасск. ЮРГТУ, 2006. – С. 109-111
8. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М., Литкевич Ю.Ф. Буровой раствор для бурения пластичных глин// Наука и новейшие технологии при поисках, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых: Материалы V Междунар. науч.-практ. конф. РГГРУ, посвященной 15-летию Российской академии естественных наук. М., 4 – 6 апреля 2006 г. С. 56 – 57. Тез. докл.
9. Третьяк А.Я., Чихоткин В.Ф., Рыбальченко Ю.М. Новые перспективные технологии сооружения скважин на нефть и газ// Материалы науч.-техн. конф. ЮРГТУ (НПИ), посвященной 100-летию со дня рождения проф. А.Г. Кобилева
10. Буровой раствор и управление его реологическими свойствами при бурении скважин в осложненных условиях/ В.Ф. Чихоткин, А.Я. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко, М.Л. Бурда// Бурение и нефть, 2007. – №7-8. – С. 58-60
11. Ранжирование факторов влияния реагентов и их сочетания на реологические свойства бурового раствора методом случайного баланса / Третьяк А.Я., Чихоткин В.Ф., Рыбальченко Ю.М., Шишкина Е.В., Растеряев Н.В., Бурда М.Л.// Интервал, 2007. – №4. – С. 50-53
12. Третьяк А.Я., Чихоткин В.Ф., Рыбальченко Ю.М., Шишкина Е.В., Растеряев Н.В., Бурда М.Л. Ранжирование факторов влияния реагентов и их сочетаний на реологические свойства бурового раствора методом случайного баланса//Материалы и оборудование для бурения и ремонта скважин, в том числе импортозамещающие – 2008: Сб. науч. тр. ОАО НПО «Бурение», Вып. 17. – Краснодар: ОАО НПО «Бурение» – С. 206-214
13. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М., Онофриенко С.А., Бурда М.Л. Буровой раствор для бурения скважин в осложненных условиях. Доклад на 7-ой Международной научно-практической конференции «Проблемы геологии, планетологии, геоэкологии и рационального природопользования // Новочеркасск, 2009, с. 73-76
14. Управление реологическими свойствами промывочных жидкостей и опыт применения высокоингибирующего полимерглинистого раствора Рыбальченко Ю.М., Онофриенко С.А., Бурда М.Л., Третьяк А.А. /Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. ВНИИОЭНГ, 2009, №6. – С. 29-33.

15. Разработка ингибированного раствора для бурения скважин в осложненных условиях Рыбальченко Ю.М., Онофриенко С.А., Бурда М.Л., Третьяк А.А. /Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. ВНИИОЭНГ, 2009, №7. – С.31-35.

16. А.с. 972067 СССР, МКЛ Е 21 В 47/00 Устройство контроля стенок скважины/ Оводов В.С., Прибытько Н.Г., Соловьев В.Н., Рыбальченко Ю.М.// Заявл. 13.05.80, заявка №2922073.– Опублик. Бюлл. №41, 1982

17. Пат. 2255199 РФ, МПК Е 21 В 24/06 Способ обработки бурового раствора и устройство для его осуществления/ А.Я. Третьяк, В.Ф. Чихоткин, П.А. Павлунишин, Ю.М. Рыбальченко, А.А. Мельников, А.С. Коваленко, А.В. Чикин// Заявл. 08.07.03, заявка №2003121058.– Опубли. Бюлл. № 18, 2005

18. Пат. 2303047 РФ, МПК С 09 К 8/20 Высокоингибированный буровой раствор/ Третьяк А.Я., Мнацаканов В.А., Зарецкий В.С., Шаманов С.А., Фролов П.А., Чихоткин В.Ф., Рыбальченко Ю.М.// Заяв. 10.05.2006, заявка № 2006116111/03. Опубли. Бюлл. №20, 2007

Рыбальченко Юрий Михайлович

**РАЗРАБОТКА ПРОМЫВочНОЙ жидкости для бурения разведочных скважин
в осложненных условиях**

Подписано в печать 21.04.2009 г.

Формат 60 x 90 1/16. Бумага офсетная. Печать оперативная.

Уч. печ. л. 1,7. Тираж 100 экз. Заказ № 47-5708.

Южно-Российский государственный технический университет (НПИ)

Центр оперативной полиграфии ЮРГТУ (НПИ)

346428, г. Новочеркасск, ул. Просвещения, 132, тел. 255-3505