

622,244 (043)  
Я 91

На правах рукописи

**ЯХШИБЕКОВ ФЕЛИКС РУДОЛЬФОВИЧ**

**ИССЛЕДОВАНИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ  
ТЕХНОЛОГИЙ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН ДЛЯ  
УСЛОВИЙ НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ  
ОТЛОЖЕНИЙ И НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ  
КОЛЛЕКТОРОВ**

Специальность 25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин

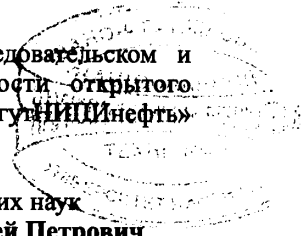
Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Москва – 2010

622.244+622.245,42 (042)

90%

Работа выполнена в Сургутском научно-исследовательском и проектно-институте нефтяной промышленности открытого акционерного общества «Сургутнефтегаз» («СургутНИИНефть» ОАО «Сургутнефтегаз»)



**Научный консультант** - доктор технических наук  
**Аверьянов Алексей Петрович**

**Официальные оппоненты:** - доктор технических наук  
**Ипполитов Вячеслав Васильевич**

- кандидат технических наук  
**Маслов Валентин Владимирович**

**Ведущая организация** - Общество с ограниченной ответственностью «Тюменский научно-исследовательский и проектный институт природного газа и газовых технологий» (ООО «ТюменьНИИгазпрогаз»)

Защита состоится 23 июня 2010 г. в 13 часов на заседании диссертационного совета ДМ 002.263.01 при Научном центре нелинейной волновой механики и технологии РАН (НЦ НВМТ РАН) по адресу: 119334, Москва, ул. Бардина, д. 4.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке НЦ НВМТ РАН по адресу: 119334, Москва, ул. Бардина, д. 4.

Автореферат разослан 21 мая 2010 г.

**Ученый секретарь**  
диссертационного совета,  
доктор технических наук

**А.П. Аверьянов**

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### **Актуальность работы.**

Конечные показатели качества и эффективности строительства скважин, как горно-технического сооружения, предназначенного для разработки природных залежей нефти и газа, зависят, в первую очередь, от успешного решения трех ключевых проблем: сохранения природных коллекторских свойств нефтегазонасыщенных пластов, формирования технически надежной долговременной крепи и создания гидравлически оптимальной конструкции фильтра скважин.

Как показывают многолетние исследования и промысловый опыт, достижению высоких показателей в этой области препятствуют различного рода осложнения технологии буровых работ (поглощения, газонефтеводопроявления, гидроразрывы, неустойчивость горных пород) и негативные последствия (ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов, нарушения герметичности заколонного пространства, прорыв пластовых вод к фильтру скважин и т. д.), связанные с нестационарными гидравлическими процессами бурения и заканчивания скважин. Результаты промысловых исследований этих процессов свидетельствуют о прямой зависимости их от технического состояния не обсаженного ствола (герметичности и прочности стенок) при бурении и заканчивании скважин в различных геолого-технических условиях. Анализ современного состояния технологии буровых работ показывает, что решению проблемы контроля и регулирования технического состояния ствола в процессе бурения скважин специалистами не уделяется должного внимания. В результате происходит закономерное снижение эффективности комплекса применяемых технологий бурения и заканчивания скважин и качества их строительства.

Большой научный вклад в успешное решение проблем бурения и заканчивания скважин внесли работы институтов Азинефтехим им. М.М.Азизбекова, БашНИПИнефть, НПО «Бурение», ВНИИнефть, ВолгоградНИПИнефть, ИФИНГ, РГУ им. И.М. Губкина, СибНИИИП, СургутНИПИнефть, ТатНИПИнефть, УГНТУ, ТюмГНГУ, и др., а также производственные объединения ОАО «Башнефть», «Беларусьнефть», «Главтюменнефтегаз», «Пермнефть», «Сургутнефтегаз», «Татнефть» и др.

НТБ  
ФОНТУНГ



an2114

Несмотря на значительные достижения в этой области за последние 15-20 лет, усложнение геолого-технических, баро- и термодинамических условий строительства скважины на Рогожниковском месторождении (высокие пластовые температуры до 150 °С, низкие значения градиента давления разрыва пород Красноленинского свода) актуальны и требуют дальнейшего совершенствования технологии буровых работ, промышленных жидкостей, тампонажных растворов, позволяющих в комплексе решать возникающие проблемы путем разработки и внедрения в производство современных научно-технических достижений.

**Цель работы** – повышение качества и технико-экономических показателей проводки ствола скважины формированием приствольного гидроизолирующего экрана гидромониторными струями полимерглинистых буровых растворов и крепления эксплуатационных колонн разработкой и внедрением высокотемпературного тампонажного раствора.

**Основные задачи исследований.**

1. Анализ геолого-технических условий строительства скважин на Рогожниковском месторождении.
2. Анализ причин и факторов, нарушающих технологию строительства скважин и снижающих качество буровых работ.
3. Обоснование требований к системам промывки скважин для условий неустойчивых отложений Красноленинского свода.
4. Обоснование требований к тампонажным растворам для качественного разобщения склонных к гидроразрыву пластов и герметизации заколонного пространства в условиях высоких пластовых температур.
5. Экспериментальные исследования и разработка рецептов высокоингибирующих биополимерных глинистых буровых растворов и высокотемпературных тампонажных материалов.
6. Разработка и промышленные испытания технологического комплекса по повышению качества изоляции флюидонасыщенных пластов (горизонтов) Рогожниковского месторождения.
7. Промысловые испытания высокоингибирующих биополимерных глинистых буровых растворов и высокотемпературных тампонажных материалов. Разработка нормативной документации.

**Основные защищаемые положения.**

На защиту выносятся совокупность теоретических и экспериментальных разработок, методических, технических и технологических решений и рекомендаций, обеспечивающих повышение качества

и технико-экономических показателей проводки ствола скважины, а именно:

1. Результаты научных обобщений и аналитической оценки состояния технологии, промысловых жидкостей и тампонажных материалов, используемых в строительстве скважин в геолого-технических условиях Рогожниковского нефтяного месторождения ОАО «Сургутнефтегаз».

2. Теоретические и экспериментальные обоснования по разработке высокоингибирующего биополимерного глинистого бурового раствора, разработанного на основе теории гидрофобных взаимодействий.

3. Результаты лабораторных исследований, разработки оптимальных составов и промышленных испытаний высокотемпературного тампонажного материала для крепления скважин в геолого-технических условиях Рогожниковского месторождения.

4. Разработка и оценка результатов внедрения технологического комплекса промыслового контроля герметичности и прочности ствола скважин в геолого-технических условиях Рогожниковского месторождения на основе анализа условий бурения скважин и промысловых испытаний струйной технологии гидроизоляции пристволенной зоны газонефтеводопроявляющих и поглощающих пластов для повышения показателей качества и эффективности буровых работ.

#### **Научная новизна работы.**

1. На основе теоретических и экспериментальных исследований установлено, что качественная и эффективная проводка ствола скважины для сложных геолого-технических условий Рогожниковского месторождения возможна при совокупности использования модифицированных буровых и тампонажных растворов и формированием пристволенного гидроизолирующего экрана гидромониторными струями полимерглинистых буровых растворов в процессе бурения.

2. На основании промысловой информации и аналитических исследований научно обоснован механизм нарушения исходной плотности тампонажных растворов-камня и ее дифференциации в интервале цементирования эксплуатационной колонны для геолого-технических условий Рогожниковского месторождения.

3. На основе развития теории гидрофобных взаимодействий (термодинамика промысловых систем) разработана математическая модель, позволившая научно обосновано синтезировать высокоингибирующий биополимерный глинистый буровой раствор для геолого-технических условий Рогожниковского месторождения.

4. Теоретически и экспериментально обоснованы направления разработок и совершенствования высокотемпературных тампонажных материалов для геолого-технических условий Рогожниковского месторождения.

**Практическая ценность работы.**

1. Разработан и внедрен в производство комплекс методических и технологических решений по повышению качества и эффективности буровых работ на Рогожниковском месторождении ОАО «Сургутнефтегаз», включающий:

- методику и программу синтеза состава бурового раствора с заданными свойствами;
- методику оптимизации состава высокотемпературного тампонажного материала;
- методику контроля технического состояния ствола опрессовками устья;
- метод расчета технологических параметров процесса кольматации.

2. Разработаны, промышленно испытаны и рекомендованы к широкому внедрению:

- рецептура высокоингибирующего биополимерного глинистого бурового раствора;
- состав высокотемпературного тампонажного материала.

3. Организовано производство высокотемпературного тампонажного материала.

4. Внедрен в производство, адаптированный к геолого-техническим условиям строительства скважин Рогожниковского месторождения, комплекс системных технологий по гидромеханическому упрочнению ствола, включающий: основную схему гидроизоляции приствольной зоны флюидонасыщенных пород; оптимизацию зоны флюидонасыщенных пород; оптимальные режимы формирования кольматационного экрана с высокими гидроизолирующими характеристиками; оперативные приемы контроля технического состояния ствола опрессовками с устья; метод расчета технологических параметров процесса кольматации.

5. Составлены нормативные документы, регламентирующие выбор состава, технологию приготовления и контроль качества в производственных условиях буровых и тампонажных растворов (технические условия, стандарт предприятия).

6. Составлена инструкция по подготовке стволов скважин к

креплению эксплуатационной колонной.

#### **Апробация работы.**

Основное содержание и результаты работы докладывались и обсуждались на НТС ОАО «Сургутнефтегаз» (2002 – 2009 гг), научно-технической конференции, посвященной 50-летию Тюменского государственного нефтегазового университета «Инновации и эффективность производства» (г. Сургут-Тюмень, 21 – 22 апреля 2006г.), научно-практической конференции «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития» (г. Геленжик, 25-28 апреля 2006 г.).

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 24 научные работы, в том числе 19 статей (из них 6 статей в журналах, рекомендованных ВАК РФ) и 5 патентов РФ. Кроме того, материалы диссертации изложены в научных отчетах, переданных с 2004 по 2009 гг в фонды ОАО «Сургутнефтегаз».

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, 4 разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников (239 наименований) и приложений. Изложена на 255 страницах машинописного текста, содержит 42 таблицы, 25 рисунков.

Автор выражает благодарность специалистам ОАО «Сургутнефтегаз» за содействие во внедрении разработок на предприятии.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность темы, сформулированы цель и задачи исследований, определена научная новизна, практическая значимость и реализация результатов.

**В первой главе** диссертации выполнен анализ геолого-технических условий строительства скважин на Рогожниковском месторождении, традиционных технологий предупреждения осложнений и заканчивания скважин. Выявлены причины и факторы, нарушающие технологию и снижающие качество буровых работ. Дана промысловая оценка эффективности применения различных систем буровых растворов при строительстве скважин на Рогожниковском месторождении и приведен анализ современного состояния и проблем обеспечения герметичности и прочности ствола скважины.

Рогожниковское месторождение относится к Красноленинскому району Фроловской нефтегазоносной области. Нефтегазоносность на месторождении связана с отложениями викуловской свиты (пласт ВК<sub>1</sub>), нижнетутлеймской свиты (пласт ЮК<sub>0</sub>), тюменской свиты (пласт ЮК2-5)

и отложениями доюрского комплекса (пласт Тр). Пористость продуктивных пластов изменяется от 8 до 25 %, проницаемость пород - от  $0,62 \cdot 10^{-3}$  до  $17,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенность изменяется от 21,4 до 89,4 %, начальное пластовое давление - от 16 до 27 МПа, начальная пластовая температура - от 60 до 130 °С.

Анализ результатов строительства поисковых и разведочных скважин Рогожниковского месторождения показывает, что основными особенностями геолого-технических условий бурения скважин, нарушающими технологию буровых работ, снижающими показатели качества и эффективность технологических процессов относятся:

- неустойчивость стенок скважины, сложенных по всему разрезу массива горных пород переслаиванием песчаников, глин и алевролитов. Схема расположения зон с неустойчивыми породами приведена на рисунке 1. Результатом гидромеханического и физико-химического взаимодействия бурового раствора с горными породами на границе раздела фаз и в проницаемых средах становится увеличение диаметра ствола с 0,219 м до 0,270 м и возникновение прихватоопасных условий, связанных с проявлениями адгезионных сил, дифференциального давления и гидратационных процессов (набухание глин);

- низкая гидромеханическая прочность ствола скважин в интервале установки эксплуатационной колонны, градиент гидроразрыва которых составляет 0,016–0,018 МПа/м, что на 18–27% ниже градиента горного давления. В условиях неконтролируемого изменения давления в скважине (репрессия) это приводит к нарушению циркуляции и поглощению буровых, тампонажных растворов при бурении и креплении скважин;

- активная гидравлическая связь технологических жидкостей с призабойной зоной флюидонасыщенных пластов в интервале 800–2900 м. В гидравлических условиях виброволнового режима течения бурового раствора в затрубном пространстве скважины, знакопеременное (репрессия, депрессия) изменение гидродинамического давления приводит к пульсирующему притоку в ствол пластовой жидкости. Этот процесс сопровождается разжижением бурового раствора, изменением установленных технологических параметров и утратой его функциональных свойств;

- высокая насыщенность разреза скважины комплексом проницаемых пород, приствольная зона которых недостаточно эффективно защищена от негативного воздействия технологических параметров буровых процессов – виброволновых давлений, физико-химических свойств буровых и тампонажных растворов, фактора времени.





Выбор технологических жидкостей, обеспечивающих качественную и безаварийную проводку скважин и при этом оказывающих минимально возможное негативное воздействие на призабойную зону пласта и природную среду, является весьма актуальным. Основой современных представлений о физико-химическом взаимодействии буровых растворов с разбураиваемыми породами и их влиянии на призабойную зону продуктивных пластов явились фундаментальные исследования В.А.Амияна, Б.А.Андресона, Д.Амикоса, Г.А.Бабалаяна, В.С.Баранова, М.Вильямса, Е.Е.Гилла, Б.В.Дерягина, Э.Г.Кистера, Ф.И.Котяхова, А.Т.Кошелева, Р.Крюгера, Ю.С.Кузнецова, М.М.Кусакова, М.И.Липкеса, У.Д.Мамаджанова, М.Маскета, А.И.Пенькова, В.Н.Полякова, П.А.Ребиндера, В.Ф.Роджерса, Р.И.Шищенко, А.У.Шарипова, С.К.Фергюсена и других исследователей.

Вопрос о причинах нарушения целостности ствола скважины в интервалах залегания легко диспергируемых глин в достаточной степени изучен. Основными методами борьбы с осложнением являются утяжеление раствора, снижение фильтрационных свойств и ингибирование.

Поддержание устойчивости стенок скважины является одной из основных задач, которые необходимо решать при бурении скважин на Рогожниковском месторождении. В процессе бурения в зависимости от глубины вскрываемых отложений и группы пород (набухающие высокопластичные и сильно увлажненные глины) характер осложнений имеет разную форму (сальникообразование, налипание шлама на долото, сужение ствола, затяжки и прихваты бурильного инструмента, потеря циркуляции, не доход бурильного инструмента до забоя и др.). В этих условиях большую роль играет тип, состав и качество используемого бурового раствора.

Поэтому одним из первостепенных направлений предупреждения данных осложнений на скважинах является обоснованный подбор рецептуры промывочной жидкости, обеспечивающей выполнение всех требований к ее качеству для бурения в неустойчивых породах Рогожниковского месторождения.

Как показывает анализ промысловой информации, предупреждение осложнений при бурении и заканчивании скважин осуществляется регулированием плотности и реологических свойств буровых растворов (вязкость, напряжение сдвига, водоотдача), подачи буровых насосов, режимов СПО, вводом в раствор закупоривающих наполнителей.

Однако, отечественный и зарубежный опыт буровых работ в этой области свидетельствуют о низком уровне качества и эффективности применения этих технологий. Объясняется это, в первую очередь, отсутствием контроля и регулирования механизмов гидромеханического и физико-химических процессов снижения проницаемости и повышения прочности приствольной зоны при бурении скважин. Поэтому процессы кольматации прискважинной зоны флюидонасыщенных пластов и формирования на стенках скважины фильтрационных корок происходит спонтанно и гидроизолирующие характеристики такого экрана низки и непрогнозируемы. Промысловые исследования и опыт показывают, что нарушения произвольно сформировавшихся гидроизолирующих экранов происходит при репрессиях 3–5 МПа и депрессиях – 0,8–2,0 МПа, что в 2–3 раза меньше действующих в скважинах дифференциальных давлений в процессе бурения и цементирования обсадных колонн.

Другим обстоятельством, снижающим эффективность технологических приемов предупреждения осложнений в процессе бурения, является дефицит промысловой информации о текущем техническом состоянии ствола скважины (показатели герметичности и прочности стенок). Это лишает специалистов возможности принятия оптимальных решений и применения высокоэффективных технологий, особенно в аномальных геолого-технических условиях бурения скважин. Поэтому для достижения высоких качественных и технико-экономических показателей буровых работ в условиях возможных поглощений и низких градиентах гидроразрыва горных  $(0,16–0,18) \cdot 10^{-1}$  МПа/м, получение оперативной промысловой информации о текущем техническом состоянии ствола (герметичность и прочность стенок) является обязательным.

Выполнен анализ осложнений, полученных при строительстве скважин на Рогожниковском месторождении за период с 2006 по 2007 год, который показывает, что 80 % осложнений вызвано нарушением устойчивости стенок скважин. При этом природа неустойчивости стенок скважины в данных отложениях имеет разный характер, в первую очередь, вызванная взаимодействием бурового раствора и глинистыми формациями.

Решение проблемы устойчивости ствола скважины усугубляется высокими забойными температурами 90–130 °С в нижних продуктивных горизонтах и аномальными поровыми давлениями с линзами газа. Таким образом, краткая аналитическая оценка геолого-технических условий бурения и заканчивания скважин Рогожниковского нефтяного месторождения показывает, что функционально традицион-

ная технология не обеспечивает успешного решения двух основных технических проблем – надежной долговременной изоляции ствола от комплекса вскрываемых бурением флюидонасыщенных пластов и повышения эксплуатационных характеристик скважин (длительной безводной добычи нефти при оптимальных режимах отбора).

Гидравлическими особенностями процесса цементирования колонны являются гравитационное движение раствора в кольцевом пространстве сплошным потоком и разорванным – в условиях разряженного пространства обсадных труб. Закачиваемый в колонну поток тампонажного раствора при поступлении в трубы разрывается и в таком не связанном состоянии устремляется вниз до глубины расположения текущего уровня жидкости. И продолжается это до восстановления сплошности потока технологических жидкостей, отмечаемого возникновением давления на устье скважины. В этот скрытый период цементирования обсадных колонн интенсифицируются процессы гидромеханического взаимодействия тампонажных растворов и интервалов флюидонасыщенных пластов. И одним из значимых последствий этих процессов становится изменение исходной плотности, реологических и структурно-механических свойств тампонажных растворов. Рост этих показателей в сравнении с исходными обусловлен высокой водоотдачей тампонажных растворов и действием гидромеханических репрессий (порядка 7-10 МПа) при движении в интервалах проницаемых пород.

В этот же период происходит повышение температуры в скважине за счет интенсификации виброволновых гидравлических процессов, сопровождаемых повышением температуры по отношению к геотермической на 3-7°C, что повышает водоотдачу цементных растворов. Дальнейшие и более существенные и необратимые изменения исходных свойств цементного раствора и камня происходят на стадии термодинамического относительного равновесия в скважине (время ОЗЦ). В таблице 1 представлены данные СГДТ по оценке качества цементирования эксплуатационных колонн на скважинах Рогожниковского месторождения. Анализ их показывает, что дифференциация плотности цементных растворов-камня происходит по всей высоте его подъема в заколонном пространстве с протяженностью интервалов от 3,0 до 1425 м. Необходимо отметить, что указанные конечные результаты крепления скважин характерны для подавляющего большинства нефтегазовых месторождений в нашей стране и за рубежом. Результаты исследований показывают, что для столь сложной геолого-технической системы «скважина – техническая крепь» разработка тампонажных

Таблица 1 - Результаты оценки качества цементирования эксплуатационных колонн по СГДТ на Рогожниковском месторождении

№№ скв.	Стратиграфические горизонты	Характерные интервалы подъема цементца	Показатели плотности цем. р-ра, кг/м <sup>3</sup>		Пределы изменения плотности цем. р-ра, кг/м <sup>3</sup>		Толщина интервала, м
			исходные	средние по СГДТ	от	до	
354-Р	гальцинская, березовская свиты	731-1072	1500	1360	1240	1400	341
	березовская, уватская	1072-1200	1500	1445	1320	1450	128
	уватская, хантымансийская, викуловская	1200-1813	1500	1510	1300	1580	613
	викуловская, альмская свиты	1813-2078	1780	1592	1470	1610	265
	альмская свита	2078-2108	1780	1340	1290	1430	30
	альмская свита	2108-2154 2112-2140	1780	1410 1310	1400 1300	1430 1330	46 28
356-Р	альмская свита	2154-2273	1780	1505	1310	1600	119
	чркрашнская свита	2273-2352 2352-2497	1780 1780	1230 1580	1115 1430	1500 1780	79 145
		2500-2649	1780	1754	1710	1800	149
355-Р	гельцемент $\rho=1240-1510$ кг/м <sup>3</sup> в интервале 1160-1570 м. цемент $\rho=1370-1680$ кг/м <sup>3</sup> в интервале 2437-2614 м. гельцемент $\rho=1490-1510$ кг/м <sup>3</sup> в интервале 1462-1719 и 1860-2116 м. цемент $\rho=1410-1810$ кг/м <sup>3</sup> в интервале 2513-2754 м.						

жидкостей, технологий цементирования, адекватных термодинамическим условиям, в настоящее время актуальна, но не достаточна.

Поэтому для успешного решения этой технологической проблемы необходимо привлечение системных научно-технических подходов и решений, основанных на применении технологии гидромеханического упрочнения ствола в процессе бурения скважин, что обеспечивает высокую стабильность исходной плотности тампонажных растворов и камня и устойчивый рост качественных показателей цементирования обсадных колонн.

**Во второй главе** основное внимание уделено теории гидрофобных взаимодействий (термодинамика промывочных систем) и ее прикладным аспектам. При этом прослеживаются связи между коллоидно-химическими характеристиками буровых растворов и их технологическими параметрами. Изложены основные принципы моделирования, позволяющие сделать обобщения на основе ограниченного числа экспериментов. Задачей моделирования на основе законов статистики является построение полуэмпирических зависимостей, основывающихся на ряде специально спланированных экспериментов, на которые оказывают влияние различные погрешности. Чем точнее модельное уравнение описывает реальную кривую регрессии, тем модель более корректна. Например, если система имеет три степени свободы, то для технологического параметра  $K_i$  справедливо:

$$K_i = f(P, T, C_i), \quad (1)$$

где  $P$  – давление в системе;  $T$  – температуры системы,  $C_i$  – концентрация  $i$ -го компонента в системе.

$K_i$  является полным дифференциалом, поэтому уравнение (1) можно переписать в дифференциальной форме:

$$d(K_i) = (\partial K_i / \partial T) dT + (\partial K_i / \partial C) dC + (\partial K_i / \partial P) dP. \quad (2)$$

Данное выражение является основным параметрическим уравнением квазистационарной модели бурового раствора в дифференциальной форме. Данные модельные представления отличаются от реальных физико-химических процессов, наблюдаемых при циркуляции бурового раствора, тем, что происходят в равновесных условиях, то есть полагается, что за время, равное периоду циркуляции раствора, успевает установиться динамическое равновесие обменных диффузионных и энергетических потоков на границе горной породы с дисперсионной средой раствора.

Для нахождения интегральной формы уравнения (2) выбраны линейные корреляционные зависимости  $K_i=f(T)$ ;  $K_i=f(P)$ ;  $K_i=f(C)$  для частных производных, которые могут быть описаны линейными дифференциальными уравнениями и использован метод «вложенных коэффициентов», который основан на нахождении вида первообразных функций за счет ступенчатого усложнения зависимостей:

$K_i=f(T) \rightarrow K_i=f(T,C) \rightarrow K_i=f(T,C,P)$ . Сам принцип «вложенных коэффициентов» представляет собой конструирование итоговой трехмерной зависимости  $K_i=f(T,C,P)$  путем подбора оптимальных коэффициентов.

Явный вид зависимости  $K_i=f(T)$  определен при условии монотонно возрастающей функции до  $T_{\max} < 120 \text{ }^\circ\text{C}$  в виде  $K_i=a/(120-T)$ . Параметр «а» является переменным и также зависит от Т. Зная значения  $K_i$  при  $T_{\min}$  и  $T_{\max}$ , определяются значения параметра «а» при  $T_{\min}$  и  $T_{\max}$ . При этом параметры  $C=C_{\min}$  и  $P=P_{\min}$  не варьируются. Полагая, что зависимость  $a=f(T)$  прямолинейна, получим общий вид функции  $K_i=f(T)$ :

$$K_i=(a_1+b_1 \cdot T)/(120-T). \quad (3)$$

Затем определяется общий вид функций  $K_i=f(T,P)$  и  $K_i=f(T,C,P)$  из условия линейности  $K_i=f(P)$  и описания  $K_i=f(C)$  полиномом второй степени:

$$K_i=[(a_2+b_1 \cdot P)+(a_3+b_1 \cdot P) \cdot T]/(120-T), \quad (4)$$

$$K_i=[((x_1 \cdot C^2+y_1 \cdot C+z_1)+(x_2 \cdot C^2+y_2 \cdot C+z_2) \cdot P)+((x_3 \cdot C^2+y_3 \cdot C+z_3)+ (x_4 \cdot C^2+y_4 \cdot C+z_4) \cdot P) \cdot T]/(120-T). \quad (5)$$

Коэффициенты  $a_1, a_2, b, b_1, x_1, x_2, x_3, x_4, y_1, y_2, y_3, y_4, z_1, z_2, z_3, z_4$  в уравнениях (3) – (5) определялись, используя дополнительные экспериментальные точки  $K_i=f[(T_{\max}, P_{\max}), (C_{\min}; p-C_{\min})]$  и точки экстремумов по концентрации.

Итоговое уравнение (5) учитывает влияние на технологический параметр раствора  $K_i$  трех переменных факторов и содержит 12 коэффициентов. Дальнейшее усложнение задачи, за счет введения новых переменных факторов (концентраций других компонентов системы), возможно за счет построения новых функциональных зависимостей для всех 12 коэффициентов.

Этот метод решения легко алгоритмизируется и использован для компьютерного моделирования глинистого биополимерного бурового раствора. Для каждого компонента бурового раствора выбраны наиболее подходящие функции  $K_i(C)$ , свойства которых (степень нелинейности, наличие экстремумов) отвечают коллоидно-химическому поведению реагента и технологическим особенностям системы раствора.

Для построения математической модели глинистого биополимерного раствора были приготовлены системы промысловых жидкостей с различной концентрацией компонентов и проведены лабораторные исследования технологических характеристик (условной и пластической вязкости, показателя фильтрации, динамического напряжения сдвига, коэффициента трения и др.) при различных термобарических условиях.

На основании лабораторных исследований было получено уравнение каждого технологического параметра общего вида:

$$Pt = f(C_1, C_2, C_3, C_4, \rho), \quad (6)$$

где  $Pt$  – технологический параметр раствора;  $C_1$  – концентрация праестол в растворе (%);  $C_2$  – концентрация Биолуб-LVL в растворе (%);  $C_3$  – концентрация поликсан в растворе (%);  $C_4$  – концентрация глинистой фазы в растворе (%);  $\rho$  – плотность бурового раствора (кг/м<sup>3</sup>).

Приведено решение обратной задачи, основанное на нормировании показателя фильтрации бурового раствора по удельному весу, дифференцировании базового уравнения по каждой концентрации -  $C_1, C_2, C_3, C_4$ , вычислении концентрации полимерных реагентов.

Найденные значения концентраций полимеров используются для вычисления прочих технологических параметров бурового раствора.

**В третьей главе** диссертации приведены результаты лабораторно-аналитических исследований, опытно-промысловых испытаний высокоингибированного глинистого биополимерного раствора и высокотемпературного армированного тампонажного материала для условий бурения и крепления на Рогожниковском месторождении ОАО «Сургутнефтегаз».

В основу разработки глинистого биополимерного раствора (ГБР) положены современные теоретические представления о процессе ингибирования неустойчивых глинистых пород и использования реагентов с повышенными ингибирующими свойствами.

Лабораторные исследования по обоснованию оптимального состава пресного высокоингибирующего глинистого биополимерного бурового раствора (ГБР) проводились с помощью известных и специально разработанных методик с применением современного экспериментального оборудования и приборов с использованием оптимизации количества лабораторных экспериментов на основе полученной математической модели. Для определения ингибирующей способности и диспергирующей активности использовали тестер динамики набухания глинистых сланцев (Dynamic Linear Swellmeter Complete w/Compressor) и методику оценки диспергирования шлама (роллинг тест). Для определения технологических характеристик буровых растворов (реологические, тиксотропные свойства и фильтратоотдача) при разработке рецептур ГБР использованы методики контроля параметров буровых и тампонажных растворов (СТП 103-2007).

Рецептуры глинистых буровых растворов корректировали с учетом прогрева до 75°C. Технологические параметры базовых растворов представлены в таблице 2.



Таблица 2 - Технологические параметры базовых рецептур буровых растворов

№ п/п	Состав раствора	Технологические параметры								
		$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	T, c	$\Phi_{300}$	$\Phi_{600}$	СНС, дПа	$\Phi$ , см <sup>3</sup>	pH <sub>ф</sub>	$\eta_{шт}$ мПа·с	$\tau_0$ , дПа
1	Глинистый раствор Праестол 0,03% ВПРГ 0,15%	1080	26	25	40	14/19	10	8	15	48
2	Глинистый раствор Праестол 0,3%	1080	30	28	42	19/29	9,8	8,5	14	67
3	Глинистый раствор Праестол 0,03% ВПРГ 0,15% Поликсан 0,2%	1080	40	34	48	24/34	9	8	14	96

Результаты исследования ингибирующей активности базовых рецептур показали, что оптимальным ингибирующим эффектом обладает рецептура № 2. Исследования, проведенные методом роллинг-теста, расположили базовые рецептуры по увеличению их ингибирующей активности в следующем порядке (таблица 3): Рецептура № 2 Рецептура № 1 Рецептура №3.

Для обоснования концентрации биополимера Поликсан был проведен сравнительный лабораторный анализ систем растворов с различными концентрациями биополимера, который показал, что оптимальным технологическим параметрам соответствуют системы с концентрацией биополимера от 0,1 – 0,2 %, обеспечивающей улучшение ингибирующей активности (приращение высоты образца) на 3 - 6 %. Таким образом, в результате проведенных лабораторных исследований установлено, что высокоингибирующей рецептуре промывочной жидкости соответствует следующий состав: глинистая суспензия плотностью 1080 кг/м<sup>3</sup>; праестол 0,3 %; поликсан 0,1 – 0,2 %; вода остальное.

Специфика крепления скважин Рогожниковского месторождения обусловлена наличием высоких температур на забое (90- 130



Таблица 3 - Результаты исследования диспергирующей активности базовых рецептур буровых растворов

№ п/п	Состав раствора	М.исх. образцы, гр	М.сух. остатка, гр	П, %	Д, %	Д <sub>ср</sub> , %
1	Глинистый раствор Праестол 0,03% ВПРГ 0,15%	20	16,61	83,05	16,95	14,95
			16,92	84,6	15,4	
			17,15	87,5	12,5	
2	Глинистый раствор Праестол 0,3%		16,14	80,7	19,3	20,07
			16,05	80,25	19,75	
			15,77	78,85	21,15	
3	Глинистый раствор Праестол 0,03% ВПРГ 0,15% Поликсан 0,2%		16,45	82,25	17,75	16,17
			16,78	83,9	16,1	
			17,07	85,35	14,65	

Основной причиной снижения прочности цементного камня при повышенной температуре является то, что она способствует интенсификации всех физических, физико-химических и электро-химических процессов в системе «скважина - окружающая среда». Так, при гидротермальной перекристаллизации, имеющей много общего с процессом гидратации, неустойчивые соединения растворяются в жидкой фазе, а из нее выкристаллизовываются более устойчивые (менее растворимые) с образованием в структуре камня крупных кристаллов. Процесс перекристаллизации начинается при температуре 75 °С в сформировавшемся цементном камне и протекает медленно до 100 °С. Выше 100 °С этот процесс значительно ускоряется, сокращается период достижения максимальной прочности (за счет ускорения гидратации), но уменьшается ее абсолютное значение, после чего прочность цементного камня быстро снижается. Главным условием повышенной термостойкости цементного камня является пониженное содержание Са(ОН)<sub>2</sub> при температурах до 100 °С и отсутствие его при более высоких температурах. Повысить термостойкость портландцементного камня можно путем использования регуляторов термостойкости или заменой вяжущего (шлаковые, шлакопесчаные цементы).

При проведении лабораторных исследований по разработке состава высокотемпературного тампонажного материала проведен анализ различных композиционных составов: портландцемента тампонажного марки ПЦТ-1-100; шлакопортландцемента марки ШПЦ 400; портландцемента с минеральными добавками марки ПЦ 400-Д 20.

Выявлено, что при высоких температурах скорость схватывания и твердения значительно ШПЦ 400 повышается, приближаясь к портландцементам. Имеет худшую по сравнению с портландцементом седиментационную устойчивость. Портландцемент с минеральными добавками марки ПЦ 400-Д20 может быть использован для приготовления специальных тампонажных цементов.

Были исследованы различные композиционные составы, включающие портландцемент (ПЦТ), феррохром (ФХ), глиноземистый цемент (ГЦ) и кварцевый песок (КП) при различных их соотношениях. Оптимальное соотношение кремнеземистой добавки и тампонажного портландцемента оценивалось по результатам физико-механических и реологических параметров тампонажного раствора и камня. Исследования проводили при температурах 80, 90 и 120 °С. Предварительная подготовка исходного сырьевого материала кварцевого песка, ФХ, КП (сушка и измельчение до удельной поверхности портландцемента), позволяет получить равномерный по фракционному составу тампонажный материал и седиментационно-устойчивый тампонажный раствор на его основе плотностью 1800-1860 кг/м<sup>3</sup> с низким водоотделением, высокими прочностными характеристиками камня и обеспечить длительные сроки хранения материала.

При проведении исследовательских работ решалась задача повышения качества крепления скважин не только в процессе крепления, но и создания прочного трещиностойкого цементного кольца с плотноупакованной структурой при проведении перфорационных работ для увеличения срока межремонтного периода работы скважины. Добавление кварцевого песка, дробленого до удельной поверхности используемого тампонажного портландцемента, в количестве 20-30 % от веса сухого цемента позволяет получить плотноупакованную непроницаемую структуру тампонажного камня за счет внедрения тонкой фракции кварца в кристаллическую структуру тампонажного камня и повышает его термостойкость.

С повышением температуры ассортимент замедлителей схватывания сокращается, особенно для портландцементных растворов. Например, при температуре 20-90 °С могут быть использованы сотни замедлителей схватывания, при 100-120 °С – десятки, тогда как при 160 °С и выше – единицы добавок. Среди них группа фосфорорганических комплексообразователей – НТФ, ОЭДФ и их соли.

Для придания армирующих свойств использованы полипропиленовые и полиамидные фиброволокна длиной 6, 8 и 20 мм, которые были протестированы в лабораторных условиях в системе тампонажного

раствора, содержащем 33,3 % кварцевого песка удельной поверхностью 3500 см<sup>2</sup>/г и 66,45 % вяжущего компонента ПЦТ-I-100 (таблица 4). Таким образом, разработанная и откорректированная рецептура включает в себя следующее соотношение компонентов, мас. %: портландцемент тампонажный (шлакопортландцемент) – 66-75; кварц дробленый (3500-4000 см<sup>2</sup>/г) - 33,75-24,75; фиброволокно полипропиленовое (полиамидное) - 0,25.

Разработаны технические условия на опытную партию полученного цемента тампонажного высокотемпературного (ЦТВА 1-160) ГУ5734-003-05753490-2007, а по результатам опытно-промышленных работ организовано серийное производство разработанного тампонажного состава.

Коэффициент качества крепления по опытным скважинам превысил базовые на 12-15 %. Экономический эффект от внедрения разработки на этапе промышленных испытаний превышает 3 400 тыс. руб.

**Четвертая глава** диссертации посвящена разработке и промышленным испытаниям технологического комплекса по повышению качества изоляции флюидонасыщенных пластов Рогожниковского месторождения, который включает:

1. Технологию гидромониторной кольматации массива горных пород в интервале 950 – 2800 м формированием приствольного гидроизолирующего экрана в процессе бурения скважины совмещением процессов формирования ствола и кольматации проницаемых стенок, что обеспечивает высокие показатели герметичности и прочности приствольного экрана толщиной 7–30 мм.

2. Оптимальные параметры режима кольматации ствола скважины по интервалам глубины расположения стратиграфических горизонтов с различными фильтрационно-прочностными характеристиками и пластовыми флюидами.

3. Методику опрессовки ствола давлением и определения глубины для проведения операции кольматации ствола скважины, метод расчета критериев оценки технического состояния необсаженного ствола скважины. Опрессовка ствола через герметичное устье проводится в два приема.

Приведены технические средства, применяемые при струйной кольматации, а также способ бурения и частота вращения бурового инструмента.

Адаптированные к технологии бурения скважин на нефтегазовых месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» оптимальные режимы гидромеханического упрочнения ствола представлены в таблице 5.

Таблица 4 – Физико-механические и реологические свойства тампонажного цемента ПЦТ-I-100 с различными типами армирующего волокна при  $T=120^{\circ}\text{C}$

Тип цемента	Добавка к весу цемента	Температура, $^{\circ}\text{C}$	Давление МПа	В/С	Расстояние, мм	Плотность, $\text{кг/м}^3$	Водоотделение, мл	Время загустевания, мин	Предел прочности на сжатие, через 24 часа, МПа
ПЦТ-I-100	песок 3500 - 33,3% НТФ - 0,04% полипроп. вол (6мм) 0,25%	120	40	0,48	>250	1780	5	170	21
ПЦТ-I-100	песок 3500 - 33,3% НТФ - 0,04% полиамид. вол (8мм) 0,25%	120	40	0,48	240	1780	7,3	110	19
ПЦТ-I-100	песок 3500 - 33,3% НТФ - 0,04% полипроп. вол (20мм) 0,25%	120	40	0,48	230	1800	5	80	23

Таблица 5 - Параметры режима струйной обработки ствола при бурении скважин

Интервал обработки, м	Стратиграфический разрез, флюидонасыщенность	Параметры режима бурения			Параметры режима струйной обработки			
		подача насоса, $10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$	давление на устье, МПа	частота вращения долота, $\text{с}^{-1}$	скорость истечения из насадки, м/с	сила динамического удара, $10^{-3} \text{ т}$	динамическое давление, МПа	время контакта струи с преградой, с
950-1600	сеноман, альб водонасыщенные	32-35	13-14	1,8-2,3	45-50	0,32	1,3-1,5	0,009
1600-2500	викуловская, фроловская нефтеводонасыщенные	35-40	13-15	1,8-2,3	50-55	0,42	1,5-1,8	0,009
2500-2800	тюменская, туринская нефтегазодонасыщенные	32-35	12-15	1,8-2,0	45-50	0,30	1,3-1,5	0,008

Примечание: расчеты проведены для долота «БИТ» НПО «Буринтех».

Выполнены опытно-промысловые работы (ОПР) по гидромониторной кольматации проводились на Рогожниковском и других месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». В диссертационной работе приведены параметры бурения и режимы гидромониторной обработки ствола скважин, промысловые данные и результаты опрессовок скважин Рогожниковского месторождения гидромеханическим давлением.

В процессе бурения в анализируемых скважинах не отмечены газо- и водопроявления, поглощения. Показатели технического состояния ствола после гидромониторной обработки демонстрируют высокие показатели герметичности ствола (коэффициент приемистости  $K < (0,055 \div 0,07) \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа})$ ). Градиент давления испытания на кровлю интервала составил  $0,174 \cdot 10^{-1} \text{ МПа/м}$ . Это в 1,74 раза выше градиента пластового давления в сеноманских отложениях и на 30% гидростатического давления цементного раствора при креплении скважины.

Анализ полученной промысловой информации однозначно указывает на более высокую технологическую эффективность испытанных разработок в сравнении с традиционными технологиями. В опытных скважинах сохраняется исходная плотность тампонажных растворов-камня практически во всем интервале цементирования эксплуатационных колонн. Тогда, как в серийных скважинах интервалы нарушения исходной плотности гелецементных и цементных растворов-камня достигают от 1200 м до 2694 м или 40–72 % от фактической высоты подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

На основе выполненных теоретических и экспериментальных исследований разработан комплекс технологических решений, направленный на повышение качества и технико-экономических показателей проводки ствола скважины формированием приствольного гидроизолирующего экрана гидромониторными струями полимерглинистых буровых растворов в процессе бурения скважин на Рогожниковском месторождении ОАО «Сургутнефтегаз», крепления эксплуатационных колонн путем разработки и внедрения высокотемпературного тампонажного раствора.

Основные результаты исследований заключаются в следующем:

1. Разработана математическая модель, использующая результаты лабораторных исследований, которая позволила:
  - оптимизировать операцию по приготовлению бурового раствора;

- приготовить буровой раствор с заданными технологическими свойствами (экспресс лаборатория в компьютере), не прибегая к трудоемким и многочисленным экспериментам;

- исключить ошибки, связанные с человеческим фактором и перерасход химических реагентов;

2. Решена обратная задача моделирования, которая позволила эффективно контролировать содержание полимерных реагентов в буровом растворе. Это сокращает время на анализ и обработку раствора в процессе корректировки его технологических свойств и уменьшает затраты на строительство скважины.

3. Установлено, что:

3.1. Для предупреждения обвалов (осыпей) ствола скважины, прихватов бурового инструмента и поглощений промывочной жидкости необходимо:

3.1.1. Бурение в зоне возможных обвалов (осыпей) производить буровым раствором, имеющим минимальную водоотдачу и максимально высокую плотность ( $1,16-1,18 \text{ г/см}^3$ ), дающим тонкую плотную корку на стенках скважин, избегать значительных колебаний плотности бурового раствора, не допускать отклонений от установленной плотности промывочной жидкости более чем на  $0,02 \text{ г/см}^3$ .

3.1.2. Поддерживать скорость восходящего потока бурового раствора в затрубном пространстве не менее  $1,5 \text{ м/с}$ , зазор между бурильными трубами и стенками скважины должен быть более  $5-10 \text{ мм}$ . За счет этого уменьшается перепад давления в затрубном пространстве и возможность сужения ствола скважины.

3.1.3. Перед подъемом бурильной колонны утяжелять раствор, доводя его плотность до проектной согласно ГТН, если в процессе бурения произошло ее снижение.

3.1.4. В викуловской (1600-1850 м) и фроловской (1950-2450 м) свитах, где высока вероятность прихвата, скорость бурения не должна превышать  $20 \text{ м/ч}$ , проводить дополнительную проработку ствола скважины со скоростью не более  $30-40 \text{ м/ч}$ . После окончания проработки ствола скважины произвести промывку до полной очистки бурового раствора от шлама и выравнивания параметров с доведением их до проектных, производить спуск труб в необсаженном стволе со скоростью не более  $0,33 \text{ м/с}$ .

3.2. Для обеспечения минимальной вероятности заколонных перетоков при испытании и освоении скважин на Рогожниковском месторождении необходимо:

3.2.1. Плотность тампонажного камня в заколонном простран-



ве в интервалах нефтеносных и водоносных пластов выдерживать в диапазоне от 1,75 до 1,85 г/см<sup>3</sup>, что соответствует плотности цементного раствора 1,80-1,85 г/см<sup>3</sup>.

3.2.2. В интервалах высоких температур использовать высоко-температурный цемент.

3.2.3. Удельную депрессию при испытании создавать менее 1,5 МПа на 1 м мощности перемычки нефть-вода, снижение динамического уровня при испытании не более 530 м.

4. Предложены, обоснованы и апробированы:

4.1. На основе математического моделирования и лабораторных исследований определен оптимальный состав глинистого биополимерного раствора для условий Рогожниковского месторождения: глинистая суспензия плотностью 1080 кг/м<sup>3</sup>; праестол 0,3 %; поликсан 0,1 – 0,2 %; вода остальное (получен патент РФ №2375405).

4.2. На основе лабораторных исследований разработан оптимальный состав высокотемпературного тампонажного армированного цемента марки ЦТВА-1-160 для обеспечения качественного крепления скважин Рогожниковского месторождения в интервале температур от 80 до 160<sup>0</sup>С (получен патент РФ №2375552).

4.3. На основе опытно-промысловых работ разработан и адаптирован к геолого-техническим условиям строительства скважин Рогожниковского месторождения комплекс системных технологий по гидромеханическому упрочнению ствола, включающий: основную схему гидроизоляции пристволенной зоны флюидонасыщенных пород, оптимальной зоны флюидонасыщенных пород, оптимальные режимы формирования кольматационного экрана с высокими гидроизолирующими характеристиками, оперативные приемы контроля технического состояния ствола опрессовками с устья, метод расчета технологических параметров процесса кольматации.

5. Разработан руководящий документ РД 5753490-006-2007 «Технологический регламент на проектирование и строительство нефтяных (буровые растворы)», в который включена разработанная рецептура глинистого биополимерного бурового раствора, что обеспечило включение этой рецептуры в проектные решения для скважин Рогожниковского месторождения.

6. Разработаны и утверждены технические условия ТУ 5734-003-05753490-2007 на цемент тампонажный высокотемпературный армированный ЦТВА-1-160, по которым выпущена опытная партия, проведены промысловые испытания при креплении эксплуатационных колонн на Рогожниковском месторождении в соответствующих термоба-

рических условиях и организовано серийное производство.

7. Разработана «Инструкция по подготовке стволов скважин к креплению эксплуатационной колонной», внедренная на Рогожниковском месторождении ОАО «Сургутнефтегаз».

8. Экономический эффект от использования результатов выполненных исследований при строительстве скважин Рогожниковского месторождения разработанных: глинистого биополимерного бурового раствора; высокотемпературного армированного тампонажного раствора; комплекса системных технологий по гидромеханическому упрочнению ствола превышает 0,7 млн.рублей на одну скважину. Объем внедрения по состоянию на 01.01.2010г. превышает 50 скважин с общим экономическим эффектом, превышающим млн. рублей.

**Основные положения диссертации опубликованы в следующих печатных работах:**

а) научных статьях в журналах, рекомендованных ВАК РФ

1. Яхшибеков Ф.Р. Тампонажные растворы для крепления кондукторов на месторождениях Республики Саха (Якутия) / В.Д. Горгоц, М.В. Двойников, В.П. Овчинников, Ф.Р. Яхшибеков, А.А. Шевадущий // НТЖ «Нефтяное хозяйство». -2006. - № 4. - С.33-35.

2. Яхшибеков Ф.Р. Опыт строительства скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» / В.П. Ерохин, Ф.Р. Яхшибеков, В.А. Пустозеров, Э.В. Сафаров, А.А. Шевадущий, В.И. Рассадников // НТЖ «Нефтяное хозяйство». -2007. - № 9. - С.34-39.

3. Яхшибеков Ф.Р. Совершенствование средств и способов доставки в зону катастрофического поглощения тампонирующих составов быстрого реагирования / Ф.Р. Яхшибеков, В.Д. Горгоц, А.В. Захаренков, Р.З. Бикмулин // НТЖ «Бурение и нефть». – 2007. - № 9. - С. 12 - 15.

4. Яхшибеков Ф.Р. Моделирование пространственного распространения поглощающих зон на скважинах Талаканского месторождения / Ф.Р. Яхшибеков, В.Д. Горгоц, А.В. Хабаров // НТЖ «Бурение и нефть». – 2007. - № 9. - С. 16 - 19.

5. Яхшибеков Ф.Р. Проблемы, возникающие при прогнозировании кровли баженновской свиты с АВПД, в наклонно-направленных скважинах / Ф.Р. Яхшибеков, В.Д. Горгоц, И.И. Рябков, Н.А. Герасименко, А.А. Желтков, Ю.А. Харитонов // НТЖ «Бурение и нефть». – 2007. - № 9. - С. 20 - 23.

6. Яхшибеков Ф.Р. Проблемы строительства скважин на лицензионных участках в Республике Саха (Якутия) / С.А. Ананьев, Ф.Р. Яхшибеков, В.Д. Горгоц // НТЖ «Нефтяное хозяйство». - 2009. - № 6. – С. 18-22.

б) статьях и тезисах докладов

7. Яхшибеков Ф.Р. Основные проблемы и задачи при бурении и заканчивании скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» / Ф.Р. Яхшибеков, В.Д. Горгоц, В.П. Сонич // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. науч. тр. СургутНИПИнефть. – М: изд-во «Нефтяное хозяйство», 2006. – Вып. 7.- С. 94-100.

8. Яхшибеков Ф.Р. Промывочные жидкости для первичного вскрытия пластов на депрессии / Ф.Р. Яхшибеков, В.Д. Горгоц, И.И.Рябков, С.А. Котельников, Н.А. Герасименко // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. науч. тр. СургутНИПИнефть. – М: изд-во «Нефтяное хозяйство», 2006. – Вып. 7.- С. 104-111.

9. Яхшибеков Ф.Р. Методика расчета и обоснование требований к оборудованию для бурения на депрессии / Ф.Р. Яхшибеков, В.Д. Горгоц, В.В. Плосконосов // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. науч. тр. СургутНИПИнефть. – М: изд-во «Нефтяное хозяйство», 2006. – Вып. 7.- С. 140-146.

10. Яхшибеков Ф.Р. Опыт и пути решения некоторых проблем ОАО «Сургутнефтегаз» при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях / Ф.Р. Яхшибеков, В.Д. Горгоц // НТЖ «Технологии ТЭК». – 2006. - № 12. - С. 30-35.

11. Яхшибеков Ф.Р. Проблемы оптимизации режимов бурения под кондуктор на Талаканском месторождении в Республике Саха (Якутия) / Ф.Р. Яхшибеков, В.Д. Горгоц, А.В. Захаренков, Н.А. Герасименко, И.И. Рябков, В.А. Коваленко // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. науч. тр. СургутНИПИнефть. – М: изд-во «Нефтяное хозяйство», 2007. – Вып. 8.- С. 81 - 87.

12. Яхшибеков Ф.Р. Обеспечение безаварийной проводки скважин на Рогожниковском месторождении / Ф.Р. Яхшибеков, В.Д. Горгоц, Е.А. Усачев, Т.В. Грошева // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. науч. тр. СургутНИПИнефть. – М: изд-во «Нефтяное хозяйство», 2007. – Вып. 8.- С. 124-130.

13. Яхшибеков Ф.Р. Результаты научно-исследовательских опытно-промысловых по кольмотации стенок скважины работ на Рогожниковском месторождении / Ф.Р. Яхшибеков, В.Д. Горгоц, Ю.А.

Харитонов, В.М. Гребеньчиков, И.А. Долгушин, В.А. Коваленко, С.Ю. Тюменьев // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. науч. тр. СургутНИПИнефть. – М: изд-во «Нефтяное хозяйство», 2007. – Вып. 8.- С. 131-138.

14. Яхшибеков Ф.Р. Проблема обводнения продукции скважины после проведения гидравлического разрыва пласта / Ф.Р. Яхшибеков В.Д. Горгоц, И.И. Рябков, Р.З. Бикмулин, Н.А. Герасименко, С.Ю. Тюменьев // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. науч. тр. СургутНИПИнефть. – М: изд-во «Нефтяное хозяйство», 2007. – Вып. 8.- С. 165-171.

15. Яхшибеков Ф.Р. О технологии предупреждения поглощений при бурении скважин под кондуктор и эксплуатационную колонну / Ф.Р. Яхшибеков, В.Д. Горгоц, Н.А. Герасименко, С.Н. Половодов, В.И. Рассадников // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. науч. тр. СургутНИПИнефть. – М: изд-во «Нефтяное хозяйство», 2008. – Вып. 9.- С. 63-73.

16. Яхшибеков Ф.Р. Разработка рецептуры высокотемпературного тампонажного армированного цемента для крепления скважин / О.А. Лушпеева, Н.Т. Лосева, И.Э. Геворкян, Н.С. Пупышева, Ф.Р. Яхшибеков, Л.П. Вахрушев, С.А. Абрамов // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. науч. тр. СургутНИПИнефть. – М: изд-во «Нефтяное хозяйство», 2008. – Вып. 9.- С. 53-58.

17. Яхшибеков Ф.Р. Анализ методик привязки к кровле пласта с аномально высоким пластовым давлением / В.Д. Горгоц, А.В. Хабаров, Ф.Р. Яхшибеков // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. науч. тр. СургутНИПИнефть. – М: изд-во «Нефтяное хозяйство», 2009. – Вып. 10.- С. 29 - 37.

18. Яхшибеков Ф.Р. Влияние тектонических нарушений на осложненность ствола скважин Рогожниковского месторождения / В.Д. Горгоц, Д.А. Король, Ф.Р. Яхшибеков // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. науч. тр. СургутНИПИнефть. – М: изд-во «Нефтяное хозяйство», 2009. – Вып. 10.- С. 44 - 49.

19. Яхшибеков Ф.Р. Разработка и испытание слабоминерализованных буровых растворов для бурения в водоохраных зонах /

Ф.Р. Яхшибеков, Г.Б. Проводников, И.В. Лодина, М.А. Дюсюнгалиев, О.А. Белосорочка // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб. науч. тр. СургутНИПИнефть. – М: изд-во «Нефтяное хозяйство», 2009. – Вып. 10. – С. 59 - 63.

в) патентах на изобретение

20. Патент 2290426 РФ, С1 С 09 К 8/08. Буровой раствор без твердой фазы с улучшенными смазочными свойствами / О.А. Лушпеева, Ф.Р. Яхшибеков, В.И. Рассадников, Н.Т. Лосева, Г.Б. Проводников, И.В. Лодина, Л.П. Вахрушев (Россия). – № 2005112372/03; Заявлено 25.04.2005; Опубл. 27.12.2006, Бюл. № 36.

21. Патент 2304604 РФ, С2 С 09 К 8/035. Смазочная добавка для буровых растворов БИОЛУБ LVL / О.А. Лушпеева, Ф.Р. Яхшибеков, В.И. Рассадников, Н.Т. Лосева, Л.П. Вахрушев, В.В. Малов, Л.И. Воеводин (Россия). – № 2005109003/03; Заявлено 30.03.2005; Опубл. 20.08.2007, Бюл. № 23.

22. Патент 2344154 РФ, С2 С 09 К 8/24. Буровой раствор без твердой фазы / Ф.Р. Яхшибеков, В.И. Рассадников, О.А. Лушпеева, Г.Б. Проводников, Н.Т. Лосева (Россия). - № 2007107575/03; Заявлено 28.02.2007; Опубл. 10.09.2008, Бюл. № 2.

23. Патент 2375552 РФ, E21B33/14, C09K8/46. Цемент тампонажный высокотемпературный армированный / О.А. Лушпеева, Н.Т. Лосева, И.Э. Геворкян, В.Н. Федоров, Ф.Р. Яхшибеков, Л.П. Вахрушев, С.А. Абрамов (Россия). - № 2007146743/03; Заявлено 14.12.2007; Опубл. 10.12.2009, Бюл. № 34.

24. Патент 2375405 РФ, C09K8/10. Буровой раствор без твердой фазы с повышенными ингибирующими свойствами / Ф.Р. Яхшибеков, В.И. Рассадников, О.А. Лушпеева, Н.В. Попова, Л.П. Вахрушев, В.П. Полищученко (Россия). - № 2007146965/03; Заявлено 14.12.2007; Опубл. 10.12.2009, Бюл. № 34.

Соискатель

Ф.Р. Яхшибеков



НТБ  
ЮНТУНГ



an2114