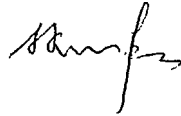


На правах рукописи



Кошелев Владимир Николаевич

**НАУЧНЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ
РАЗРАБОТКИ И РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ
КАЧЕСТВЕННОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ
ПЛАСТОВ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ
УСЛОВИЯХ**

**Специальность 25.00.15
«Технология бурения и освоения скважин»**

**А В Т О Р Е Ф Е Р А Т
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук**

Краснодар - 2004

Работа выполнена
в Открытом акционерном обществе «НПО «Бурение»

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Просёлков Юрий Михайлович
доктор технических наук, профессор
Крысий Николай Иванович
доктор технических наук, профессор
Лукьянов Владимир Тимофеевич


Ведущее предприятие: **Российский Государственный**
университет нефти и газа
им. И.М. Губкина,
Институт промышленной химии

Защита состоится 22 апреля 2004 г. в 10 часов на заседании
диссертационного совета Д 222.019.01 при ОАО «НПО «Бурение»

Адрес: 350063 г. Краснодар, ул. Мира, 34

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ОАО «НПО
«Бурение».

Автореферат разослан 19 марта 2004 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета к.т.н., с.н.с.  Л.И. Рябова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. В связи с разработкой месторождений со сложно построенными залежами и низкопроницаемыми продуктивными пластами и на фоне снижения объемов буровых работ все более высокие требования предъявляются к качеству вскрытия нефтенасыщенных зон. Анализ результатов вскрытия продуктивных пластов на месторождениях Западной Сибири показывает, что потенциальные возможности-коллекторов используются всего лишь на 40-75 %, а для низкопроницаемых пластов на 20-25 %

Эти данные говорят, с одной стороны, о большей чувствительности коллекторов с малой проницаемостью к негативному воздействию буровых растворов и жидкостей перфорации, а с другой, о том, что существующая технология заканчивания скважин не обеспечивает высокого качества вскрытия пластов.

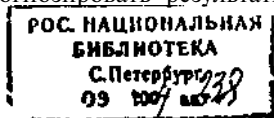
Несмотря на многочисленные исследования по совершенствованию существующих методов снижения негативного воздействия на продуктивные пласты, все более ясной становится, ограниченность прежних принципов и остро ощущается потребность в новых научных и методических подходах.

Изучение влияния буровых растворов и их фильтратов на нефтепроницаемость кернов в лабораторных условиях не дает возможности адекватно смоделировать все процессы, происходящие при вскрытии пластов бурением, поэтому разрабатываемые рекомендации часто не приносят ожидаемых результатов в промышленных условиях.

Данные гидродинамических исследований скважин носят интегральный характер, что не позволяет оценивать вклад различных факторов в ухудшение состояния пристволенной зоны в целом и не дает возможности судить о механизме изменения фильтрационных характеристик пристволенной области.

Таким образом, актуальность разработки научно обоснованных прогнозов относительно физико-химических взаимодействий буровых растворов и их фильтратов с породами коллекторов и создание на этой базе новых эффективных систем буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов не вызывает сомнения.

Цель работы. Разработка новой научно обоснованной концепции оценки качества буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов, позволяющей достоверно прогнозировать результаты воз-



действия технологии заканчивания скважин на фильтрационные свойства пластов и последующие дебиты скважин, и создание на этой основе новых реагентов и систем буровых растворов с минимальным загрязняющим воздействием на коллекторы.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Исследовать процессы гидратации водорастворимых полимеров и глинистых материалов в термобарических условиях для оценки их влияния на свойства горных пород.

2. По результатам изучения процессов массопереноса и их влияния на физико-механические свойства глинистых пород разработать метод количественной характеристики ингибирующих свойств различных буровых растворов, реагентов и материалов для определения их увлажняющей способности.

3. Установить взаимное влияние и найти количественную связь между показателями свойств буровых растворов, технологическими факторами, геолого-физическими характеристиками коллекторов и их фазовой проницаемостью.

4. Исследовать поверхностно-активные, гидрофобизирующие и адсорбционные свойства поверхностно-активных веществ (ПАВ), а также влияние повышенных температур и давлений на обозначенные характеристики для нахождения оптимального состава компонентов в рецептурах нового поколения реагентов с целью минимизации негативного воздействия на проницаемость коллекторов.

5. Разработать новые типы полисахаридных реагентов - понизителей фильтрации, как основы жидкостей заканчивания скважин.

6. Разработать математическую модель влияния состава и свойств буровых растворов на фазовую проницаемость коллекторов, создать программное обеспечение для проведения расчетов по такой модели.

7. Исследовать свойства буровых растворов и технологических жидкостей с добавками специально разработанных ПАВ, оптимизировать их составы по влиянию на продуктивность скважин.

8. Обеспечить широкое промышленное внедрение новых систем растворов, показать их технологическую и экономическую эффективность.

Методика исследования основана на анализе и обобщении, как собственных, так и опубликованных работ, результатов промышленного опыта, лабораторных исследований, проведенных с привле-

чением современной аппаратуры, методов моделирования и математической статистики.

Научная новизна.

1. Научно обоснован метод количественной оценки качества первичного вскрытия и влияния различных факторов на последующую продуктивность нефтегазонасыщенных коллекторов.

2. На основании теоретических и экспериментальных исследований, обобщения промыслового опыта разработан метод количественной оценки ингибирующих свойств буровых растворов, позволяющий прогнозировать период устойчивого состояния горных пород при бурении скважин, что особенно важно при проектировании буровых растворов.

3. Предложены математическая модель и соответствующее программное обеспечение для выбора состава и свойств буровых растворов при бурении продуктивных пластов.

4. Синтезированы новые многофункциональные ПАВ, определены составы буровых растворов и предложен комплекс технологических решений по заканчиванию скважин, обеспечивающие максимальную эффективность вскрытия продуктивных зон.

5. Обоснованы и сформулированы принципы проектирования свойств и состава промысловых жидкостей для бурения и, главным образом, вскрытия продуктивных отложений.

6. Методически обоснованы и подтверждены принципы расчета эффективности предложенных технологий вскрытия продуктивных зон при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Основные защищаемые положения.

На защиту выносятся совокупность теоретических и экспериментальных разработок, методических, технических и технологических решений и рекомендаций, обеспечивающих реализацию технологии качественного вскрытия продуктивных пластов, а именно:

1. Результаты исследований по влиянию свойств буровых растворов и различных технологических факторов на фазовую проницаемость коллекторов.

2. Методика оценки качества первичного вскрытия бурением продуктивных зон.

3. Математическая модель влияния состава и свойств буровых растворов, их фильтратов, а также режимов промывки на фазовую проницаемость коллекторов.

4. Обобщенная методика расчета оптимальных свойств буровых растворов, параметров технологии вскрытия продуктивных пластов в различных геолого-технических условиях и оценка качества вскрытия коллекторов.

5. Оптимальные составы новых композиций ПАВ для регулирования поверхностно-активных и нефтесмачивающих свойств буровых растворов, а также составы буровых растворов с требуемым набором свойств с целью обеспечения качественного вскрытия продуктивных зон.

6. Методика расчета эффективности вскрытия, продуктивной зоны и технико-экономические результаты использования предложенных технологий вскрытия.

Практическая значимость работы.

Автором разработана математическая программа выбора состава, свойств и параметров буровых растворов для вскрытия бурением продуктивных пластов, позволяющая оптимизировать этот процесс и сохранить максимальную производительность скважин-(Св. РФ № 20036111502; А.с. СССР 1222670; Пат. РФ 2131902).

Разработан комплекс химических реагентов (ПКД 515, Суперконцентрат полиэфирный, Гликойл), организовано их серийное производство, созданы новые системы, промывочных жидкостей для вскрытия продуктивных пластов (Пат. РФ 2139315; 2156859; 2163614; 2149988; 2168531; 2153615; 2169753, 2224780).

Результаты вышеперечисленных работ нашли отражение в следующих регламентирующих документах, определяющих правила, технологию проведения работ по заканчиванию скважин, рецептуры буровых растворов:

- Инструкция по применению ПАВ комплексного действия марки ПКД 515-1995 г.;

- Инструкция по применению не загрязняющего продуктивные пласты бурового раствора «РИНПОЛИС» на полимерной основе ПС и ПАВ комплексного действия (ПКД) для бурения горизонтальных скважин- 1995 г.;

- Инструкция по применению комплексного полимерного реагента ПС-1996 г.;

- СТП 03-17-98. Технология вторичного вскрытия продуктивных пластов;

- Инструкция по применению реагента полисахаридного для бурения ПС Б - 1998 г.;

- Инструкция по применению реагента Полицелл СК-Н-1999 г.;
- Регламент по приготовлению и применению экологически безопасного бурового раствора на водной основе полиалкиленгликолей (ПАГ) для вскрытия продуктивных пластов - 2000 г.;
- Технологический регламент на заканчивание скважин на Южно-Харампурском месторождении -2000 г.;
- Технологический регламент на заканчивание поисково-разведочных скважин на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» - 2001г.;
- Технологический регламент на буровые растворы для бурения скважин на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» - 2004 г. и др.

Результаты проведенных исследований и разработки, выполненные по теме диссертации,- нашли широкое применение на месторождениях России (ОАО «Юганскнефтегаз», ОАО «Роснефть - Пурифтегаз», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Саратовнефтегаз», ТПП «Урайнефтегаз», ОАО «Оренбургнефть», ОАО «Роснефть - Краснодарнефтегаз», ОАО «Башнефть», ОАО «Удмуртнефть», ОАО «Томскнефть» ВНК и др.).

Апробация работы..

Основные результаты работы докладывались на следующих конференциях, совещаниях и семинарах: научно-практической конференции «Комплексное освоение нефтегазовых месторождений юга Западной Сибири» (Тюмень, 1995); научно-технической конференции, посвященной представлению нового технологического регламента по заканчиванию нефтяных и газовых скважин (Анапа, 1997); I международной конференции «Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей» (Краснодар, 1997); III международном семинаре «Горизонтальные скважины» (Москва, 2000); международной научно-практической конференции «Геоэкология и современная геодинамика нефтегазоносных регионов (Москва, 2000); X научно-технической конференции «Поверхностно-активные вещества и препараты на их основе» (Белгород, 2000); научно-техническом совете ОАО «Газпром» «Проблемы и пути повышения эффективности и качества строительства сверхглубоких скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений, температур и агрессивных сред» (Москва, 2001); V международном симпозиуме по бурению скважин в осложненных условиях (С.-Петербург, 2001); научно-практической конференции «Восстановление производительности

нефтяных и газовых скважин» (Анапа, 2003); межотраслевой научно-практической конференции «Технологическое обеспечение работ по промывке, креплению, восстановлению производительности нефтяных и газовых скважин и охране окружающей среды» (Анапа, 2003).

Публикации

По теме диссертации опубликованы 82 печатные работы, в том числе 20 авторских свидетельств на изобретения и патентов РФ.

Объем работы

Диссертационная работа изложена на 403 страницах машинописного текста, в том числе содержит 109 таблиц, 39 рисунков. Составляет из введения, 6 глав, основных выводов, списка литературы, приложений. Список использованных источников включает 223 наименования.

На различных- этапах выполнения работы большую помощь автору оказали: д.т.н., проф. А.И. Пеньков, к.х.н., с.н.с. Вахрушев Л.П., к.т.н., с.н.с. Растегаев Б.А., к.т.н., с.н.с. Ченикова Н.А.

Автор выражает особую признательность и искреннюю благодарность специалистам ОАО «Юганскнефтегаз», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО НК «Роснефть» за содействие во внедрении разработок на предприятиях отрасли.

Содержание работы;

Во введении обоснована актуальность проблемы, сформулированы цель и задачи, обоснованы используемые методы исследований, показаны научная новизна и практическая реализация работы, дана ее общая характеристика.

В первой главе изложены современные представления об особенностях физико-химического взаимодействия буровых растворов и технологических жидкостей с пристволенной зоной скважины, влияющих на качество вскрытия коллектора бурением. Свойства бурового раствора и их соответствие геолого-техническим условиям определяют скорость бурения, обеспечивают проводку и вскрытие без осложнений, влияют на расход материалов и стоимость строительства-скважины.

Во время как обеспечение высоких скоростей бурения, максимальной проходки на долото, безаварийной проводки скважин были целью многочисленных исследований, заключительная стадия, когда

особо возрастают требования к технологии и показателям свойств раствора, обеспечивающих максимальное сохранение естественной проницаемости продуктивных пластов при их вскрытии, изучены значительно меньше.

Ис вызывает сомнения, что при заканчивании скважин определяющее значение имеют процессы взаимодействия фильтрата бурового раствора с жидкими флюидами продуктивного пласта в призабойной зоне и породами коллектора, влияющие на гидродинамическое совершенство скважины. По своей природе эти взаимодействия являются физико-химическими и критерием их оценки служит коэффициент восстановления проницаемости ($P, \%$), представляющий собой отношение нефтепроницаемости пласта после воздействия бурового раствора к первоначальной нефтепроницаемости.

Технология заканчивания скважин состоит из ряда последовательных процедур: выбора конструкции забоя скважины; бурения продуктивной толщи, т. е. выбора типа и показателей свойств бурового раствора, режима бурения; цементирования продуктивной толщи; перфорации и освоения:

Важнейшим этапом, на котором может произойти значительное ухудшение продуктивности нефтяных скважин, является процесс вскрытия, вследствие которого происходит контакт бурового раствора с продуктивным пластом во время бурения. В результате пристольная часть пласта кольматируется твердой фазой бурового раствора, проницаемая зона блокируется водным фильтратом. Изменение исходной проницаемости является следствием физико-химического взаимодействия фильтрата, как с пластовыми жидкостями, так и с породами пласта.

Эффективность вскрытия продуктивных отложений на основании общепринятых представлений зависит от геолого-физических характеристик залежи, физико-химических свойств пластовых флюидов; характеристик и показателей применяемой технологии работ на всех этапах заканчивания скважин; свойств буровых, тампонажных растворов и специальных жидкостей; величин и пределов изменения забойных дифференциальных давлений по стволу скважины при бурении и цементировании обсадной колонны, влияющих на изменение гидродинамической связи пластов и ствола скважины.

Одним из основных факторов, приводящих к различным осложнениям при вскрытии продуктивных отложений, является дифферен-

циальное давление, действующее на ствол и призабойную зону скважины.

При репрессии на продуктивные пласты резко возрастает негативная роль фильтрации различных флюидов и проникновения твердых частиц, кольматирующей проницаемый коллектор. Все это усугубляется при значительных колебаниях давления в ходе спуско-подъемных операций. Амплитуда колебаний гидродинамического давления возрастает с увеличением-глубины скважины, скорости спуска или подъема буровой колонны, вязкости и статического напряжения сдвига бурового раствора, а также с уменьшением зазора между стенкой скважины и буровой колонной.

При проводке глубоких скважин высокие температуры существенно влияют на величину фильтрации бурового раствора. Например, показатель фильтрации раствора, обработанного КМЦ, при нагреве до 150 °С увеличивается в статических условиях в 4-6, а в динамических - в 12 раз.

Отрицательное воздействие попавших в пласт фильтратов буровых растворов на водной основе может проявляться многообразно. В нефтегазовом пласте наблюдаются:

- набухание глинистых частиц, содержащихся в пласте коллектора, в результате чего резко снижается проницаемость низкопроницаемых коллекторов;

- образование водонефтяных эмульсий, которые зачастую существенно снижают проницаемость призабойной зоны;

- удерживание воды в пористой среде капиллярными силами. Частичное вытеснение ее из поровых каналов происходит только при значительных перепадах давления. Это затрудняет продвижение нефти к забою скважины, особенно в низкопроницаемых коллекторах;

- образование нерастворимых осадков в порах коллектора при взаимодействии фильтрата-бурового раствора с высокоминерализованной водой.

При значительной глинистости пород, слагающих продуктивный пласт, требуется особый подход к его вскрытию. Проникновение фильтрата в призабойную зону в этом случае вызывает набухание глини. Происходит снижение диаметра поровых каналов или даже частичная их закупорка, как результат диспергирования и перемещения глини потоком жидкости.

Для предотвращения набухания и гидратации глинистых пород чаще, всего используются ингибированные буровые растворы, т.е.

растворы с добавками в основном минеральных солей (хлористого калия, алюмокалиевых квасцов, хлористого кальция, извести и т. п.).

Водные растворы многих известных химических реагентов для обработки буровых растворов снижают проницаемость продуктивного пласта значительно больше, чем техническая вода, причем причины снижения проницаемости могут быть совершенно различны: от увеличения набухания глин (при применении диспергаторов: NaOH, Na₂CO₃, УЩР) до образования нерастворимых либо студневидных осадков при взаимодействии с пластовым флюидом (акрилаты, жидкое стекло, КССБ).

Поверхностно- активные вещества (ПАВ), используемые для модификации фильтратов буровых растворов, в различных геологических условиях могут действовать по-разному.

Так, некоторые ПАВ или комбинации на основе анионоактивных веществ, положительно изменяя свойства фильтрата бурового раствора, одновременно могут гидрофилизировать поверхность поровых каналов. Вследствие этого уменьшается фазовая проницаемость для углеводородной жидкости и наблюдается образование осадков при контакте с пластовыми водами или фильтратами тампонажных растворов.

Большинство ранее выполненных исследований по влиянию технологических жидкостей на проницаемость пород-коллекторов не учитывает всей глубины и сложности природы этого явления.

Проведенный нами анализ показал, что необходимо разработать новую концепцию, позволяющую перейти от разрозненных, эмпирических рекомендаций к целостной научно обоснованной методике прогнозирования качества вскрытия продуктивных пластов.

Во второй главе изложены методики экспериментальных исследований, представленные в настоящей работе. В частности, методика исследований влияния буровых растворов, их фильтратов и технологических жидкостей на восстановление проницаемости кернов включает определение скорости фильтрации буровых растворов, оценку закупоривающего действия жидкой и твердой фаз бурового раствора, определения эффективного давления гидрообжима. В качестве аппаратного оформления используется модернизированная установка УИПК-1М. Инверсия смачиваемости водонефтедержащих пород и гидрофобизирующие свойства жидкостей заканчивания оценены по скорости фильтрации жидкости через насыпной керн из отмытого кварцевого песка или мраморной крошки.

Адсорбция ПАГ определялась, как функция отклика лиофильно-лиофобного равновесия в адсорбционных слоях при изменении реологических и структурно-механических свойств дисперсных систем, а также по времени спин - спиновой релаксации протонов воды, что характеризует свободную и адсорбционно связанную воду.

Для определения концентрации ПАГ в водном растворе предложен сталагмометрический метод измерения поверхностного натяжения, оттарированный по УФ спектрам и йодометрическому титрованию.

Критическую концентрацию мицеллообразования предложено определять по солюбилизации йода с последующим определением максимума оптической плотности.

Гидрофильно-липофильный баланс (ГЛБ), характеризующий функциональное предназначение ПАВ в буровом растворе, оценивали по температуре «помутнения», т.е. точке инверсии фаз.

Ингибирующая способность измерялась по методу определения увлажняющей способности буровых растворов (По) - РД 39-2-813-82.

Для оценки смазочных свойств буровых растворов предложен, метод измерения эффективности смазочного действия (ЭСД), одновременно учитывающий и коэффициент трения, и предельную нагрузку (P_{max}).

В третьей главе приведены результаты исследований влияния свойств растворов и различных технологических факторов на фазовую проницаемость коллекторов. Существующая теория и практика заканчивания скважин не дифференцирует причины снижения продуктивности скважин, называя суммарный эффект от этих причин «скин-эффектом».

Основной причиной низких значений коэффициента гидродинамического совершенства скважин (ОП) является несоответствие состава и свойств рабочих жидкостей (буровых растворов и жидкостей перфорации), режимов проведения различных технологических операций в скважине геолого-физическим условиям продуктивного пласта и состоянию пристволенной зоны скважины (ПЗП).

Это ведет к значительной глубине проникновения жидкостей в пласт и способствует развитию загрязняющих факторов, основными из которых являются:

- блокирование поровых каналов твердыми частицами буровых растворов;

- блокирование поровых каналов набухающими минералами матрицы продуктивного пласта;
- блокирование поровых каналов тонкодисперсными частицами гранулярной основы пласта вследствие растворения его матрицы;
- блокирование поровых каналов нерастворимыми осадками взаимодействия фильтратов бурового или иного скважинного раствора с пластовым флюидом;
- блокирование поровых каналов эмульсией, образующейся при смешении фильтрата технологической жидкости с углеводородом;
- водное блокирование;
- изменение характера смачиваемости поровых каналов.

Любое из перечисленных явлений может в значительной мере изменить проницаемость пристволенной зоны скважины, но актуализация каждой возможности связана с литолого-физическими характеристиками коллектора.

Совершенно очевидно, что блокирование коллектора твердыми частицами буровых растворов на глубину, существенно сказывающуюся на последующий дебит, имеет место лишь при значительных проницаемостях коллекторов ($>0,800 \text{ мкм}^2$).

Необратимое загрязнение пласта коллоидными частицами твердой фазы раствора может происходить при вскрытии несцементированных песчаников и коллекторов с трещинной проницаемостью при отсутствии в растворе необходимого количества сводообразующих частиц нужного размера (1/3 размера порового диаметра).

Средне- и низкопроницаемые гранулярные коллекторы кольматируются, как правило, на глубину не более 4-6 мм. Отрицательное влияние этой зоны можно исключить последующей-перфорацией, если длина перфорационных каналов превышает зону загрязнения на 50 %, а сама перфорация осуществляется с использованием специальных жидкостей.

Проникновение фильтрата бурового раствора или другой технологической жидкости в зависимости от величины фильтрации в забойных условиях, срока контакта с пластом, перепада давления, вязкости фильтрующейся жидкости происходит практически в любой по проницаемости коллектор и может составлять от нескольких сантиметров до нескольких метров. В зоне проникновения могут происходить значительные изменения фильтрационных характеристик коллектора и зачастую ее невозможно преодолеть перфорационными каналами.

Таким образом, основным фактором, вызывающим ухудшение проницаемости продуктивного пласта, является его обводнение фильтратом бурового раствора. Вода оттесняет нефть вглубь пласта и вследствие снижения фазовой проницаемости затрудняет ее приток в скважину. В коллекторе вода более или менее прочно удерживается в зависимости от степени ее минерализации и поверхностной активности в результате капиллярного эффекта, набухания содержащихся в пласте глинистых минералов и образования устойчивых водонефтяных эмульсий.

Предупреждение обводнения продуктивных пластов в процессе бурения в любом случае является одним из важнейших условий улучшения качества вскрытия и повышения их нефтеотдачи, поэтому для вскрытия пластов наиболее предпочтительны растворы с минимальным показателем фильтрации. Величина этого показателя напрямую связана с процессом гидратации глинистых минералов и полимеров-стабилизаторов.

Устойчивость дисперсных систем в значительной степени определяется гидратацией структурообразующей твердой фазы. Автором изучена гидратация глин в термобарических условиях. В результате предложены следующие зависимости для расчета показателей гидратации глин (Γ , г/г) различной природы:

- при температуре до 100 °С

$$\Gamma = 0,026 \sum Q_i \cdot n_i \cdot \exp\left(\frac{\Delta G_{cp}}{RT}\right) \quad (1)$$

- при 100 °С и выше

$$\Gamma = 0,026 \sum Q_i \cdot n_i \cdot \exp\left(\frac{\Delta G_{cp}}{RT} + E\right) \quad (2)$$

где Q_i - обменная емкость по каждому иону, моль/г;

n_i - число гидратации ионов, моль/моль;

ΔG_{cp} - средняя стандартная свободная энергия гидратации, дж/моль;

R - универсальная газовая постоянная, дж/моль-град;

T - абсолютная температура, К;

E - значение константы молярного повышения точки кипения раствора $E = \frac{0,002T^2}{\Delta H}$,

где ΔH - удельная теплота испарения растворителя (к примеру, у воды 5,12);

0,026 - эмпирический коэффициент.

Гидратация глин зависит и от давления. Используя экспериментальные данные, опубликованные В.Д. Городновым, и наши результаты, получена зависимость величины связывания воды глиной от давления:

$$n = n_0 + 0,04P, \quad - - (3)$$

где n - число слоев воды, связанной глиной при давлении P ;
 n_0 - число слоев воды, связанной глиной при давлении 0,1 МПа;
 P - давление, МПа

Из полученных зависимостей можно определить склонность глинистой составляющей скелета коллектора к увлажнению, а также изменение диаметра фильтрационных каналов за счет связанной воды. Для оперативного контроля протекания гидратационных процессов на глинистой поверхности и определения способности растворов увлажнять ее разработан метод оценки ингибирующих свойств буровых растворов.

Этот метод, благодаря использованию специально приготовленных искусственных образцов глины, позволяет учитывать склонность раствора как к поверхностной, так и осмотической гидратации глинистых пород, капиллярную пропитку, диффузионный массообмен и полимерное ингибирование.

Влажность (W , %) модельных образцов глины выбирается на основании величины их коэффициента коллоидальности

$$W \approx 33,3 K_k, \quad (4)$$

Показатель увлажняющей способности (Π_0 , м/ч) рассчитывается по скорости изменения массы образца в среде исследуемой технологической жидкости

$$\Pi_0 = V_t \cdot e^{(0,85 - K_t) \ln \tau} \quad (5)$$

$$V_t = \frac{(P_2 - P_1) \cdot K^1}{P_1 \cdot \tau} \quad (6)$$

где V_t - текущая скорость увлажнения, м/ч
 τ - время увлажнения образцов, ч
 K^1 - коэффициент, имеющий размерность, м (равен 1)
 P_1, P_2 - исходный и конечный вес образца, г.

При повышенных температурах из-за снижения вязкости дисперсионной среды растворов увеличивается скорость увлажнения образцов. Зависимость показателя увлажняющей способности от температуры имеет вид

$$\Pi_0^T = \Pi_0 [1 - a(T - 20)], \quad (7)$$

где a - коэффициент пропорциональности;

Π_0 - величина показателя Π_0 при температуре, м/ч;

T - температура, °С

Процессы гидратации полимеров в термобарических условиях в значительной степени определяют устойчивость водных дисперсий в забойных условиях и, следовательно, фильтрацию свободной воды через фильтрационную корку в коллектор.

Гидратация полимеров изучалась на двух классах реагентостабилизаторов: полисахаридах и полиакрилатах. Для определения величины гидратации полимеров использовали методы адсорбции метиленовой сини, нерастворяющего объёма по А.В.Думанскому и вискозиметрию.

Выведена следующая полуэмпирическая зависимость для расчета величины гидратации полимеров:

$$\Gamma = \frac{0,0176 \cdot N_{\text{фг}} \cdot n \cdot M_{\text{в}}}{M_{\text{п.з}}} \cdot \exp\left(\frac{\Delta G}{R \cdot T}\right), \text{ г/г}, \quad (8)$$

где 0,0176 - эмпирический коэффициент;

$N_{\text{фг}}$ - число гидрофильных функциональных групп в повторяющемся звене полимера;

n - количество молекул воды, связываемых одной функциональной группой полимера;

$M_{\text{в}}$ - молекулярная масса воды, г;

$M_{\text{п.з}}$ - молекулярная масса повторяющегося звена полимера, г;

ΔG - свободная энергия гидратации связанных функциональных групп, равная 3-4 дж/моль;

R - универсальная газовая постоянная, дж/моль-град;

T - абсолютная температура, К

При расчете величины гидратации по формуле (8) принята следующая молекулярная масса повторяющегося звена ($M_{\text{п.з}}$): для крахмала-162, КМЦ-412, М-14-424.

Величины гидратации, молекулярная масса полимеров и их термоустойчивость позволяют оценить концентрационные пределы добавок полимеров в раствор для обеспечения их низкой высокотемпературной фильтрации.

Исключительно важными для алгоритмизации физико-химических процессов в самой дисперсионной среде и фильтрационной корке являются адсорбционные характеристики, в частности, значения адсорбции полимеров и различных ПАВ на твердой фазе, главным образом, глине.

Зависимость величины адсорбции (А, мг/г) от температуры для полиэлектролитов и полимеров неионогенной природы находилась по концентрациям полимеров в фильтрате (фугате), методами вискозиметрии или потенциометрии. Аналитическая зависимость выражается в следующем виде:

$$A = \frac{S \cdot M_{п.з.} \cdot C_n \cdot 10^6}{s \cdot N \cdot C_{тв.}} \cdot \exp\left(-\frac{\Delta G}{RT}\right), \quad \text{при } 100^\circ\text{C} \quad (9)$$

(при $t > 100^\circ\text{C}$ экспонента увеличивается на размер константы молярного повышения точки кипения раствора (Е), см. формулу (2))

где S - удельная поверхность адсорбента, м²/г;

M_{п.з.} - молекулярная масса повторяющегося звена полимера, мг;

C_п - концентрация полимера в растворе, г/100 мл;

C_{тв.} - концентрация адсорбента в растворе, г/100 мл;

s - посадочная площадка молекулы полимера, м²;
(например, для М-14 - $20,5 \cdot 10^{-18}$ м²)

N - число Авогадро;

ΔG - стандартная свободная энергия адсорбции, дж/моль;

R - универсальная газовая постоянная, дж/мольград.;

T - абсолютная температура, К

Высокие значения адсорбции полимера косвенно свидетельствуют о его прочном закреплении на глинистой фазе и, следовательно, хорошей способности к кольматации поровой среды глинистой корки. В то же время при попадании в пласт такой полиэлектролит может заметно снизить гидродинамический радиус фильтрации поровой среды.

Очевидно, что гидрофобизирующие, смазочные и ингибирующие свойства буровых растворов зависят от избирательного смачивания твердых поверхностей.

Основной экспериментально определяемой физико - химической характеристикой смачивания является краевой угол смачивания (0).

Условия равновесия капли жидкости на твердой поверхности описываются уравнением Юнга:

$$\sigma_{тг} = \sigma_{жг} + \sigma_{жт} \cdot \cos\theta, \text{ мН/м}, \quad (10)$$

где $\sigma_{жт}$ - межфазное натяжение на границе жидкость - твердое тело, мН/м;

$\sigma_{жг}$ - межфазное натяжение на границе жидкость - газ, мН/м или соотношением Дюпре (краевой угол смачивания определяется соотношением когезии и адгезии смачивающей жидкости и смачиваемого тела):

$$W_{\text{ког}} = 2 \sigma_{жг} \quad (\text{И})$$

$$W_{\text{адг}} = \sigma_{жг} (1 + \cos\theta) \quad (12)$$

Таким образом, по отношению к гидрофильным и гидрофобным твердым телам смачивающая способность ПАВ пропорциональна поверхностной активности ПАВ на границе жидкость - воздух ($\sigma_{жг}$)-

Помимо измерения краевых углов (на кварцевой пластине и металлической поверхности) смачивающую способность различных ПАВ (всего 34 вещества) оценивали по флотации и нефтесмачиваемости барита, а также по изменению скорости увлажнения (т.е. изменению гидрофильности) глинистых минералов. В результате проведенных исследований выведены следующие зависимости краевого угла смачивания от величины гидрофильно - липофильного баланса ПАВ (ГЛБ):

$$0 = 130 - 8,3 \cdot \text{ГЛБ} - \text{для неионогенных ПАВ}; \quad (13)$$

$$0 = 130 - 4,0 \cdot \text{ГЛБ} - \text{для катионоактивных ПАВ} \quad (14)$$

Зависимость краевого угла смачивания от температуры, например, для металлической поверхности имеет следующий вид:

$$\theta_t = \theta_{20} \cdot \exp [-0,014(t-20)], \quad (15)$$

где θ_{20} - краевой угол смачивания жидкостью металла при 20 °С;
 t - температура, °С

Знание величин θ , адсорбции и поверхностного натяжения, а также взаимосвязи между ними имеет важное значение при проектировании свойств буровых растворов, взаимодействующих с продуктивным коллектором.

Также на основании экспериментальных исследований выявлена зависимость поверхностного натяжения глинистых суспензий, обработанных стабилизаторами, от содержания твердой фазы при различных температурах.

$$\sigma = \sigma_{20} - 0,0035 C (t-20), \text{ мН/м}, \quad (16)$$

где C - концентрация твердой фазы, г/л.

Аналогичные зависимости получены для водных растворов ПАВ:

- на границе с воздухом:

$$\sigma = \sigma_{20} - 0,014 (t-20), \text{ мН/м} \quad (17)$$

на границе с собственным паром:

$$\sigma = \sigma_{20} - 0,09 (t-20), \text{ мН/м} \quad (18)$$

Проведенные исследования позволили выявить особенности физико-химического поведения дисперсных систем в термобарических условиях; оценить влияние буровых растворов и, главным образом, их фильтратов на физико-механические характеристики горных пород; сформулировать такие критерии качества буровых растворов, как:

- поверхностно - активные свойства фильтрата и их изменение в забойных условиях (σ и θ);

- параметр фильтрации и его зависимость от типа полимера - стабилизатора и температуры ($\Phi_{\text{атвд}}$);

- зависимость гидратационных процессов от ингибирующих свойств раствора, температуры и давления (Π_0);

и выявить аналитические зависимости между компонентным составом раствора и показателями свойств.

Таким образом, на основании исследований процессов гидратации, адсорбции и массообмена между флюидами бурового раствора и горной породой выявлена количественная связь между композиционным составом раствора и прочностью глинистой породы, что позволило прогнозировать период устойчивого состояния стенок скважины в различных условиях. Изучение процессов адсорбции и нефтесмачивания позволило установить количественные соотношения между компонентным составом раствора, видом поверхностно-активных веществ и величиной капиллярного давления, определяющего величину и направление действия сил сопротивления движению углеводородов к скважине.

В четвертой главе на основании полученных зависимостей изложена принципиальная схема и разработана компьютерная программа для оценки влияния технологии заканчивания на состояние пристволенной зоны скважины (β - коэффициент восстановления проницаемости) и коэффициент ОП для разных литолого-физических свойств коллектора.

Для оценки технологии используется следующая информация: геологическая, технологическая, а также свойства бурового раствора

а) горно-геологическая: тип скважины (вертикальная, наклонно-направленная, горизонтальная); тип забоя (открытый, закрытый); содержание глины в пласте ($\Phi_{гп}$), доли; пластовое давление ($P_{пл}$), МПа; пластовая температура ($t_{пл}$), °С; проницаемость (К), мкм²; открытая пористость (пт), доли;

б) технологические параметры заканчивания скважин: время контакта бурового раствора с пластом (Т), сут.; величина депрессии при освоении (ΔP), МПа; радиус скважины (R), м; глубина скважины по вертикали (Н), м;

в) свойства бурового раствора: тип раствора (глинистый, безглинистый); фильтрация в нормальных условиях (Φ_{20}), см³; показатель увлажняющей способности (Π_0), м/час; межфазное натяжение на границе фильтрат- углеводородная жидкость в нормальных условиях (σ_{20}), мН/м; краевой угол смачивания поверхности коллектора фильтратом при нормальных условиях (θ_{20}), град.; плотность бурового раствора (ρ_p), г/см³; концентрация полимера в растворе (C_n), %.

По каждому параметру введены ограничения, которые определяют область работоспособности программы.

Для функционирования второй части программного средства, определяющего свойства раствора по заданному уровню качества скважины используется дополнительная информация: $P_{нас}$ - давление насыщения газа в пластовом флюиде, МПа; $P_{пр}$ - прочность эксплуатационной колонны на внешнее давление, МПа; ОП - желательное значение отношения продуктивностей, доли; - угол отклонения скважины от вертикали, град.; - литология пласта (алевролит, песчаник, известняк).

Расчет качества технологии вскрытия проводится по следующей схеме:

- для известного типа раствора определяются параметры в забойных условиях по его свойствам в нормальных условиях;
- оценивается радиус обводнения скважины;
- определяется градиент давления на границе зоны обводнения;
- оценивается коэффициент восстановления проницаемости и затем определяется коэффициент ОП.

Схематично порядок и формулы для расчета Р и ОП для глинистых растворов представлены ниже:

- 1- Определение параметров бурового раствора в забойных условиях
 - фильтрация в забойных условиях (Φ_t), $см^3$

$$\Phi_t = \Phi_{20} [1 + \alpha (t_{пл} - 20)] \quad (19)$$

где α , например, для соленасыщенного полисахаридного раствора равно 0,06 (при $P_o = 0,02-0,04$ М/ч)

- межфазное натяжение в забойных условиях, (σ), мН/м

$$\sigma_t = \sigma_{20} - Z^1 (t_{пл} - 20) \quad (20)$$

$$Z^1 = 0,025 \cdot \exp(0,026 \sigma^{20}) \quad (21)$$

- краевой угол смачивания в пластовых условиях (θ ,), град

$$\theta_t = \theta_{20} \cdot \exp[-0,009 (t_{пл} - 20)] \quad (22)$$

2. Определение радиуса обводнения скважины (R-ф), м
 для глинистых растворов
 - скорость фильтрации (Уф), м/с

$$V_{\phi} = 0,042 \cdot 10^{-6} \cdot \Phi_t \quad (23)$$

- радиус обводнения (R_{ϕ}), м

$$R_{\phi} = R_c \sqrt{1 + \frac{2V_{\phi} \cdot T \cdot 86400}{m \cdot R_c}} \quad (24)$$

3. Определение эффективного радиуса пор ($r_{эф}$), мкм
-определение среднего размера пор пласта ($r_{ср}$),

$$r_{эф} = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{K}{m}} \quad (25)$$

- определение количества связанной воды ($\Phi_{св.в}$), доли

$$\Phi_{св.в} = 0,033 \cdot \exp(50 - P_o) \cdot \Phi_{г.п} \quad (26)$$

- на основе $\Phi_{св}$ и $r_{ср}$ определяется эффективный гидравлический радиус пор

4. Определение градиента давления на границе зоны (grad P), МПа/м

$$\text{grad P} = \frac{\Delta P}{R_{\phi} \cdot \ln R_{\phi} / R_c} \quad (27)$$

5. В зависимости от типа забоя (открытого или закрытого и проницаемости пласта) проводится определение β и ОП

- при открытом забое: если $K < 0,02$ мкм², то

$$\beta_1 = 100 \cdot \exp(-0,2 \sigma_t \cdot \cos \theta_t / r_{\phi} \cdot \text{grad P}) \quad (28)$$

при $\cos \theta_t < 0$ - принимается равным 0

Если $K > 0,02$ мкм² - проверяется условие (L_1), мм

$$L_1 = 18 r_{ср} - 5 > 2 \quad (29)$$

Если оно не соблюдается - расчет по предыдущей формуле, а затем:

$$\beta_p = \beta_1 - \left(\beta - \frac{250 \cdot K^{0.33}}{\sigma_1} \right) \cdot \frac{R_T}{R_\Phi} \quad (30)$$

$$R_T = R_c + \frac{h}{1000} \text{ , м} \quad (3D)$$

Определение отношения продуктивностей (ОП), доли

$$\text{ОП} = \left[1 + (100/\beta - 1) \frac{\ln R_\Phi / R_c}{2\pi} \right]^{-1} \quad (32)$$

В табл. 1 приведены расчётные и фактические данные определения коэффициента восстановления проницаемости (β) по результатам исследований кернового материала различных месторождений.

Таблица 1

**Результаты определения β расчётным
и экспериментальным методом**

Месторождение	Характеристика пласта		β , %	
	Проницаемость, мкм ²	Пористость, доли	Эксперимент по керну	Расчётный
Уренгойское ГКМ (пласт БУ-14)	0,0168	0,18	33-40	31-40
То же	0,0178	0,18	56-74	69-76
Сургутнефтегаз (Рускинская пл. скв. № 1513 куст 45 бис пласт Ю ₁)	0,024	0,17	54	53
То же	-«-«-	-«-«-	75	78
АНК Башнефть, Менеузовская площадь	0,115	0,215	52	51
То же	1,120	0,22	59	63

Результаты определения коэффициента ОП предложенным нами расчётным методом и по данным гидродинамических исследований дали совпадение в пределах 85-95 %. Во всех случаях очевидна высокая степень сходимости результатов.

При использовании безглинистых растворов для вскрытия продуктивных пластов, когда отсутствует прочная пристенная глинистая корка, в коллектор фильтруется вязкая жидкость, обладающая неньютоновскими свойствами. В этом случае определение радиуса фильтрации раствора и градиента давления на границе зоны фильтрат-пластовый флюид определяется с учетом характеристик реологических свойств фильтрата.

При проектировании свойств бурового раствора для обеспечения требуемой величины коэффициента гидродинамического совершенства скважин (ОП) следует учитывать, что порядок выбора оптимальных технологических решений зависит от большого количества возможных ограничений:

- реализации депрессии при освоении (ΔP , МПа) (тип забоя скважины, прочность пласта, насыщенность газом, пластовое давление);

- придания раствору необходимой степени ингибирующих свойств (Π_0 , м/час) (перевод раствора в новый тип, совместимость условий бурения);

- варьирования сроком контакта бурового раствора с пластом (Т, сут.) (мощность пластов; механическая скорость бурения, глубина залегания пластов);

- придания фильтрату раствора требуемых реологических и поверхностно-активных свойств ($\eta_{пл.}$, мПас, $\Phi_{втвд}$, см³, τ_0 , дПа; σ , мН/м; θ , град.) (тип бурового раствора, реагенты и материалы для его обработки).

В табл. 2 приведены характеристики технологии первичного вскрытия, обеспечивающие высокое (>0,8) значение величины ОП в различных геолого-технических условиях, полученные по результатам многочисленных расчетов комплекса технологических параметров и свойств буровых растворов.

В пятой главе представлены результаты исследований по разработке составов буровых растворов с требуемым набором свойств. Проведена лабораторная оценка их влияния на фазовую проницаемость коллекторов. Проанализированы возможности реагентного ряда (как отечественных, так и зарубежных фирм) для придания системам на водной основе нужных реологических и фильтрационных параметров.

Таблица 2

Количественное значение управляемых факторов
для обеспечения качественного вскрытия продуктивных
пластов

Управляемые факторы	Единица измерения	Количественное значение
Время воздействия бурового раствора на пласт (Т)	сут.	≤ 5
Величина забойной фильтрации (Ф)	см ³	≤ 10
Величина межфазного натяжения фильтрата на границе с нефтью (σ)	мН/м	≤ 10
Краевой угол смачивания (θ)	град	≥ 100
Ингибирующие свойства бурового раствора (Π_0)	см/ч	≤ 4
Фильтрат бурового раствора не должен давать осадки солей или полимеров при взаимодействии с пластовыми породами и водами	-	-

Совместно с ЗАО «Полицелл» разработаны и внедрены в промышленное производство следующие реагенты полисахаридного типа, а именно:

- понизители фильтрации: водорастворимый крахмал ПСЬ (ТУ 6-55-221-1477-97) и карбоксиметилированный крахмал КМК-БУР (ТУ 6-55-221-1396-95), карбоксиметилированная окситгиллированная целлюлоза- КМОЭЦ марок (Полицелл СК-Н-1 ,Полицелл СК-Н-2 ТУ 2231-014-32957739-03), полиаанионная целлюлоза ПАЦ-В, ПАЦ-Н (ТУ 2231-015-32957739-00);

- полимерные смеси (ПС - ТУ 6-55-221-1399-95) , обеспечивающие структурные свойства безглинистых буровых и иных технологических жидкостей.

Определены характеристики и возможности известных ПАВ, выявлена потребность в разработке ПАВ нового поколения, способных модифицировать свойства фильтратов буровых растворов, в отношении их нефтесмачивающих и поверхностно-активных свойств.

Новые ПАВ адсорбируются на поверхности поровых каналов и меняют характер её смачиваемости. В результате капиллярные силы оказываются направленными в сторону скважины и поэтому способствуют более полному удалению фильтрата бурового раствора из призабойной зоны при вызове притока.

В качестве таких новых ПАВ нами предложен ряд добавок, полученных фирменные названия «ПКД-515», «Суперконцентрат полиэфирный» (СК-П), «Гликойл» (Пат. РФ № № 2131902, 2169753, 2091420). Общим в этих композициях является наличие в качестве активной составляющей высокомолекулярных полиалкиленгликолей различной природы. Адсорбция оксиэтилированных соединений обеспечивается, по-видимому, за счет образования водородных связей между атомами кислорода оксиэтильной группы и атомами водорода матрицы из силанольной группы $=\text{Si}-\text{OH}$ алюмосиликатных минералов. В результате адсорбции образуется гидрофобная пленка, смачивающаяся олеофильными веществами.

Рассмотрено влияние гидрофобных взаимодействий в адсорбционных слоях ПАВ на показатели буровых растворов. Показано, что эффективность реагента в общем случае тем выше, чем выше энергия гидрофобных взаимодействий между углеводородными радикалами в адсорбционном монослое ПАВ. Предложен расчетный метод (по вкладу отдельных инкрементов) прогноза характеристик композиционных ПАВ и оценки их влияния на нефтесмачивающие, деэмульгирующие характеристики фильтратов буровых растворов.

Максимальную эффективность гидрофобизирующего действия обеспечивают высокомолекулярные разветвленного строения полиалкиленгликоли (ПАГ) в сочетании с другими компонентами, в том числе низкомолекулярными гликолями, полиспиртами, органическими растворителями, жирными кислотами и т.п. Использование нового класса композиционных ПАВ позволяет не только решать задачи модификации фильтрата, но и положительно влиять на технологические характеристики буровых растворов (фильтрационные, ингибирующие, смазывающие).

Как показано ранее, достаточно надежным критерием качества ПАВ могут служить поверхностное натяжение на границе раздела фаз вода-нефть (в модельном варианте фильтрат-гептан) и краевой угол смачивания.

В табл. 3 приведены поверхностно-активные и нефтесмачивающие характеристики новых ПАВ.

Таблица 3

Характеристики	ПКД-515	СК-П	Гликоил
Краевой угол смачивания (θ), град	124	122	118
Поверхностное натяжение на границе фильтр-гептан (σ), мН/м	10,3	2,4	4,6

Концентрация ПАВ в воде-0,1 %

Основными достоинствами растворов с добавками высокомолекулярных полиалкиленгликолей являются:

1) Защита металлических поверхностей гидрофобным покрытием, что предотвращает налипание разбуриваемой породы на долото и ускоряет проходку. Высокая адсорбционная активность ПАГ объясняется их дифильностью, обусловленной чередованием гидрофобных (алкиленовых) и гидрофильных (простые эфирные связи) участков макромолекул.

2) Обеспечение стабильности ствола скважины за счет предотвращения набухания и разрушения глин и глинистых сланцев. Показатель увлажняющей способности бурового раствора, содержащего 2 % ПАГ, с увеличением молекулярной массы последнего от 3000 до 25000 уменьшается от 0,16 до 0,10 м/ч. 5 %-ная добавка высокомолекулярных ПАГ обеспечивает ингибирование системы раствора, соизмеримое с ингибированием минеральными солями KCl, NaCl, Ca(OH)₂ ($\Pi_0=0,035-0,038$ м/ч).

3) Уменьшение крутящего момента и аксиального трения. Смазочная способность существенно возрастает с ростом молекулярной массы ПАГ. Численные значения коэффициентов трения растворов, содержащих 2-4 % ПАГ, соизмеримы с $K_{тр}$ растворов на углеводородной основе.

4) Сохранение проницаемости продуктивных пластов. Изучение кернов показывает 75-95%-ное восстановление проницаемости. При содержании ПАГ в глинистом буровом растворе -1,5-2,0 % обеспечивается значение межфазного натяжения до 12-16 мН/м. Прокачивание фильтрата такого раствора через гидрофильный насыпной песчаный фильтр приводит к резкому ускорению фильтрации углеводородной фазы.

родной фазы (15-30 раз) по сравнению с чистой водой. Одновременно снижается скорость фильтрации воды. В насыпных карбонатных фильтрах ускорение фильтрации керосина составляет 2-6 раз. Это служит ещё одним свидетельством того, что оптимальные нефтесма-чающие свойства фильтратов оказывают решающее воздействие па проницаемость продуктивного пласта.

5) Возможность варьирования реологическими характеристиками, и соответственно, транспортирующими свойствами промывочной жидкости в довольно широких пределах.

Установлено, что реологическое поведение глинистой суспензии, обработанной мицеллообразующим ПАГ, напрямую связано с гидрофильно-гидрофобными свойствами адсорбционных слоев, сформированных на поверхности частиц твердой фазы. Увеличение гидрофильности адсорбционных слоев при концентрациях ПАГ ниже критической концентрации мицеллообразования (ККМ) влечет за собой снижение вязкости и динамического напряжения сдвига суспензии, в то время как гидрофобизация глинистой поверхности, имеющая место при повышении содержания ПАГ сверх ККМ, приводит к загущению системы, повышению ее предела текучести. Предполагается, что причиной этого является распад линейных и образование более компактных сферических мицеллярных ассоциатов.

6) Все ПАГ относятся к классу малоопасных веществ и в используемых концентрациях не оказывают вредного воздействия на окружающую среду.

Рекомендовать ту или иную систему можно, исходя из конкретных геолого-технических характеристик бурения. Например, «ГЛИ-КОЙЛ» обладает максимальной морозостойкостью и может использоваться в сильно минерализованных средах; СК полиэфирный- эффективный гидрофобизатор поровых каналов, обеспечивающий также повышение ингибирующих и структурно-механических свойств растворов наряду с поверхностно-активными; ПКД-515 - универсальный ПАВ, применяемый в буровых растворах и, в основном, в различных технологических жидкостях (перфорационных средах, жидкостях глушения, консервации).

Не менее перспективным направлением промывки при бурении и вскрытии продуктивных зон следует признать использование безглинистых структурированных, а иногда и бесструктурных растворов.

Безглинистые промывочные жидкости, несмотря на большую стоимость по сравнению с глинистыми растворами, имеют очевидные преимущества. Они обеспечивают:

- минимальную кольматацию коллектора коллоидной глинистой фазой;
- сокращают расход ПАВ, благодаря устранению сорбции последнего на твердой фазе, входящей в состав бурового раствора;
- упрощают управление реологическими свойствами раствора, особенно минерализованного, например, КС1;
- снижают фрикционные нагрузки при движении инструмента, благодаря отсутствию фильтрационной глинистой корки, вызывающей такие нагрузки.

Основные компоненты глинистых (ПАГР) и безглинистых полиалкиленгликолевых растворов (Бета-ПАГРов) приведены в табл. 4.

Таблица 4

Состав ПАГР

Материалы	Содержание, кг/м ³	
	ПАГР	Бета-ПАГР
Бентонит	60 – 80	-
Заменитель биополимера или Биополимер	-	2 – 5
Понизитель фильтрации	3 – 7	8 – 10
ПАГ	10-30	8 – 15
Регулятор pH	0,1 – 0,5	0,5
Ингибирующие и утяжеляющие соли	0 - 50	10 – 30 и до насыщения
Кислоторастворимый кольматант	-	0 – 100
Регулятор вязкости	10-20	-
Смазочная добавка	5 - 10	5 – 10
Комплексон	1-2	0-2
Бактерицид	-	1-3

В шестой главе изложены результаты промышленного внедрения разработанных систем промывочных жидкостей в различных регионах и, соответственно, различных геолого-технических условиях.

Как показано выше, особенностью разработанной технологии, является придание буровому раствору и его фильтрату способности не изменять проницаемость продуктивного пласта. При этом филь-

рат легко удаляется из пласта, и восстанавливается первоначальная проницаемость.

Как известно, большинство нефтесодержащих пород являются гидрофильными и способны адсорбировать воду, отфильтровавшуюся в продуктивный пласт из бурового раствора на водной основе. В результате снижается фазовая проницаемость по углеводородам и блокируется их поступление в скважину.

Характер смачиваемости пород коллектора можно изменить, воздействуя буровым раствором с гидрофобизирующими добавками (на стадии первичного вскрытия), либо композициями, обладающими гидрофобизирующими свойствами (на стадии вторичного вскрытия).

В качестве понизителей фильтрации следует использовать реагенты полисахаридной природы. Нами подтверждено, что только замена акриловых полимеров на полисахаридные (КМЦ или КМК) увеличивает коэффициент восстановления проницаемости (ρ) низкопроницаемых пород - коллекторов на 15-35 %, а использование в дополнение к этому ПАВ ПКД-515 повышает ρ на 25-45 %.

Разработанные автором аналитические методы позволяют с высокой достоверностью проектировать свойства буровых растворов и режимы промывки. Наличие отечественных реагентов позволяет выбирать составы буровых и иных технологических жидкостей, удачно сочетающих требуемое качество и приемлемую цену.

Адаптация технологии вскрытия к конкретным геолого-техническим условиям месторождения производится на основе информации по ранее пробуренным скважинам. При проектировании буровых растворов в технологии учитываются следующие факторы:

- репрессия на пласт (в том числе динамические нагрузки);
- фильтрационные процессы и свойства фильтратов;
- временные факторы, влияющие на размер контура обводнения и загрязненность пластов;
- петрофизические характеристики пластов, вязкостные и эмульгирующие свойства нефтей;
- свойства самого раствора и возможности их регулирования.

Впервые оптимизация технологических решений на базе разработанной в рамках изложенной схемы программы была реализована при бурении скважины № 3 Приразломной ГПК «АМНГР» в 1993 г., на которой вскрытие продуктивного интервала 2409-2481 м осуществлено на буровом растворе типа «ИРГИС».

Исходный лигносульфонатный раствор в соответствии с требуемыми по геолого-технической ситуации параметрами дообработана антифильтрационными ингибирующими добавками и ПАВ ПКД-0215 (в последующем ПКД-515).

Перфорация продуктивной зоны осуществлена на рассоле хлорида кальция с плотностью $1,12 \text{ г/см}^3$, содержащем 0,5 % ПКД-0215. При этом при потенциальной продуктивности $12,42 \text{ м}^3/\text{сут-атм}$ фактический коэффициент продуктивности составил $11,14 \text{ м}^3/\text{сут-атм}$ (ОП=0,82). На базовой скважине эти же параметры составляли $10,14 \text{ м}^3/\text{сут-атм}$ и $6,92 \text{ м}^3/\text{сут-атм}$ (ОП=0,43).

В тот же период и в этом же регионе эффективность новой технологии была подтверждена при перфорации скважины № 311 Песчаноозерской, осуществленной на технологической жидкости представляющей собой рассол CaCl_2 с добавкой ПКД-0215. Приток нефти с газом дебитом $90 \text{ м}^3/\text{сут}$ на штуцере диаметром 16 мм в среднем вдвое превысил базовые показатели.

Результаты бурения и вскрытия скважин на системах растворов, свойства которых были рассчитаны в соответствии с предложенной методикой, приведены в табл. 5.

Таблица 5

**Эффективность технологии вскрытия
продуктивных пластов**

Регион	Площадь	Скважина	Повышение продуктивности скв. (увеличение удел. коэфф. продукт.)
Шельф Печерского моря	Приразломная	№ 3	1,92
Остров Колгуев	Песчаноозерская	№ 311	2,00
Западная Сибирь	Харампурская	163 куст 69а	1,73
Западная Сибирь	Ю-Харампурская	789 куст 10	2,00
Западная Сибирь	Северо-Тарасовская	15 куст 2	2,20
Западная Сибирь	Восточно-Еловая	64 куст 612	3,20
Западная Сибирь	Восточно-Еловая	601 куст 612	2,40
Западная Сибирь	Ловинская	8162 куст 207	2,43

В качестве ПАВ использовался ПКД-515

ПКД-515 - универсальный ПАВ, представляющий собой смесь кагионоактивных и неионогенных компонентов, его эффективность проявляется в различных условиях, что выгодно отличает этот реагент от монофункциональных продуктов, которые если и дают положительный эффект, то весьма локальный, а незначительные изменения геолого-технической ситуации, например, проницаемости, состава нефтей, пластовой воды и т.п., уже приводят к обратному результату.

ПКД-515 широко использовался в технологических жидкостях для перфорации, глушения, либо консервации скважин. Так, применение жидкости перфорации на основе рассола КС1 и ПКД -515 в ОАО «Сургутнефтегаз» позволило при одинаковой технологии заканчивания скважин получить повышение коэффициента продуктивности скважин в 2-3 раза. Этот продукт применяли также в ОАО «Томскнефть» и ОАО «Башнефть», На последнем предприятии ежегодно для улучшения качества заканчивания скважин используется более 100 т продукта.

Предложенная нами технология стимулировала разработку буровых растворов нового поколения, в частности, недиспергирующих и ингибирующих, экологически безопасных растворов, получивших наименование ПАГРов.

Особенность технологии вскрытия продуктивных пластов бурением на глинистых ПАГРах заключается в:

- исключении из обработки реагентов-понижителей фильтрации акрилового ряда и замене их полисахаридными полимерами (КМЦ, КМК);
- очистке и дообработке реагентами - разжижителями, комплекссообразователями и ингибиторами;
- доведении свойств бурового раствора до требуемых параметров (по плотности, фильтрации, ингибирующей способности, структурно-механическим характеристикам);
- добавке в буровой раствор ПАГ (Суперконцентрата полиэфирного) непосредственно перед вскрытием пласта, что в дополнение к вышперечисленным действиям обеспечивает требуемые нефтесмачивающие и поверхностно-активные свойства фильтратов.

Естественно, в существенно разнящихся геологических условиях могут предусматриваться дополнительные меры, например, введение наполнителей, облегчающих или утяжеляющих добавок и т.п.

За последние три года только в ОАО «Юганскнефтегаз» с использованием глинистых полиалкиленгликолевых растворов пробурено более 50 скважин. При этом прирост дебитов, например, по скважинам Киняминского месторождения, составил в среднем 20 % на 1 скважину, что составляет до 2000 тонн дополнительно добытой нефти со скважины в год.

Комплекс технологических решений по первичному и вторичному вскрытию обеспечивает максимальное сохранение проницаемости пристволенной зоны. В табл. 6 приведены данные по базовым и опытным скважинам, пробуренных на Приобском месторождении ОАО «Юганскнефтегаз». На базовых скважинах все показатели качества заканчивания скважин хуже опытных. При этом только за счет применения нового бурового раствора удельный коэффициент продуктивности повышается примерно в 3 раза, а полная реализация этой технологии повышает это значение ещё больше.

Применение комплекса технологических решений по первичному и вторичному вскрытию является наиболее правильным направлением по обеспечению максимальной проницаемости пристволенной зоны скважины. Применение такой технологии в ОАО «Юганскнефтегаз» на 15 скважинах в 2002 г. и 14 скважинах в 2003 г. на Киняминском месторождении позволило значительно повысить удельную продуктивность скважин и их реальный дебит.

Использование в качестве сравнительной характеристики скважин удельного коэффициента продуктивности позволило достоверно оценить влияние различных технологических решений на продуктивность скважин, имеющих как различные по мощности и проницаемости пласты, так и различные режимы отбора флюида из пластов.

На рис.1 приведены обобщенные данные по применению новой технологии: первичное вскрытие на полипропиленгликолевом растворе - перфорация на соленом растворе с ПКД -515 или загущенной нефти.

Кратное увеличение удельного коэффициента продуктивности скважин однозначно доказывает теоретическую обоснованность нового подхода к совершенствованию технологии заканчивания скважин.



Данные по испытанию комплексной технологии и базовой на скважинах
Приобского месторождения ОАО «Юганскнефтегаз»

№ пп	№ скв. куста	Геолого - технологические данные				Результаты испытания				
		Глубина пласта, м	Технологии заканчивания **	Перфорированная мощность, м	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3} *$	Дебит нефти, $\text{м}^3/\text{сут}$	Динамический уровень, м	Коэффициент продуктив. $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$	Приведенный коэфф продуктивности $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа} \cdot \text{м}$	Приведенный удельный коэфф продуктивн. $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа} \cdot \text{м} \cdot \text{мкм}^2$
ОПЫТНЫЕ СКВАЖИНЫ										
1	8343 куст 208	АС ₁₁ 2831	Перв.-1 Крепл-1 Втор-1	21	75	38,7	1700	2,129	0,101	1,352
2	8451 куст 204	АС ₁₀ 2569 АС ₁₁ 2605	Перв-1 Крепл-2 Втор-2	43	41	50	1755	2,646	0,062	1,512
3	8256 куст 2126	АС ₁₁ 2621	Перв.-1 Крепл-1 Втор-1	20	76	130	1589	7,514	0,376	4,896
БАЗОВЫЕ СКВАЖИНЫ										
4	8369 куст 208	АС ₁₁ 2654	Перв-2 Крепл-2 Втор-2	39,2	45	15	1800	0,785	0,023	0,512
5	8454 куст 208	АС ₁₀ 2734 АС ₁₁ 2781	Перв-2 Крепл-2 Втор-2	35	55	30	1800	1,571	0,045	0,818
6	8452 куст 208	АС ₁₀ 2436 АС ₁₁ 2477 АС ₁₂ 2623	Перв-2 Крепл-2 Втор-2	49	75	74	1700	4,066	0,883	1,107

* - средняя проницаемость рассчитана по зоне перфорации; ** - технологии заканчивания скважин первичное вскрытие-ПАГРы, вторичное- КС1+ ПКД 515 - 1, базовая технология «Юганскнефтегаз» - 2

Привлекательность предлагаемой технологии вскрытия продуктивных пластов состоит в простоте обработки бурового раствора, минимизации затрат времени и материалов. Очевидно, что ряд негативных следствий, приносимых глинистым буровым раствором в загрязнение коллектора, может быть устранен, либо существенно снижен. Одно из них - загрязнение проницаемой зоны коллоидными глинистыми частицами, что особенно актуально для высокопроницаемых пластов. При больших проницаемостях в безглинистые растворы, как правило, добавляют наполнители, например, мел. Дисперсность наполнителя в идеальном варианте подбирают соответственно размерам пор, либо трещин коллектора

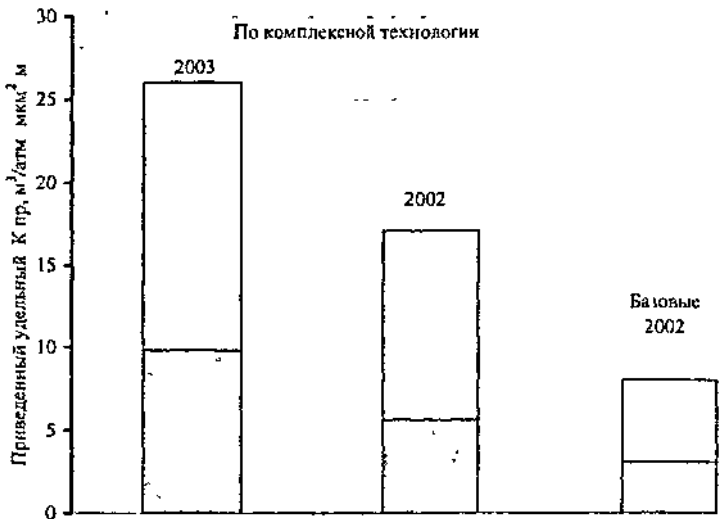


Рис.1. Усредненные данные по приведенному к мощности, проницаемости и нефтенасыщенности коэффициенту продуктивности скважин Киньяминского месторождения, пробуренных по комплексной и базовой технологиям

Приведенный К пр



Приведенный к нефтенасыщенности Кпр



Однако анализ результатов бурения на безглинистых буровых растворах показывает, что без использования специальных ПАВ эти (довольно дорогие) системы практически не дают ожидаемого эффекта. Добавление же в состав раствора Суперконцентрата или ПКД-515 (при прочих равных условиях) позволяет в 2-2,5 раза увеличить дебиты скважин (табл.7).

В некоторых случаях рационально использовать безглинистые буровые растворы с низкими величинами структурно-механических характеристик. В качестве структурирующей основы при этом может использоваться не только природный биополимер, но и синтетические заменители, например, составы типа полимерной смеси (ПС).

Таблица 7

Сравнительные данные по продуктивности скважин, пробуренных на Самотлорском месторождении с использованием малоглинистых, биополимерных и биополимерных растворов с полиалкиленгликолями

Но-мер куста	Но-мер скв.	Тип раствора для первичного вскрытия	Нефтенасыщенная мощность, м	Средневзвешенная проницаемость, мкм ²	Пластовое давление (P _{пл}), атм	Динамический уровень, м	Текущий дебит, м ³ /сут	удельный коэффициент продуктивности, м ³ /сут атм м мкм ²	Разница в величине уд. коэф. продук. опы. скв. № 40849 по отнош. к базовым
390Б	40849	Flo-Pro + ПАГ	40	0,022	220	920	98	1,012	1,00
390Б	40848	Мало-глинистый	35	0,035	220	700	55	0,490	0,48
390Б	40847	Flo-Pro	56	0,078	220	800	120	0,275	0,27
390Б	40783	Flo-Pro	75	0,027	220	650	110	0,626	0,617

Результаты вскрытия скважин на глинистых и безглинистых системах, модифицированных разработанными нами ПАВ, в ОАО «Удмуртнефть» подтвердили практически полную сохранность продуктивного пласта. Проведенный аналитический расчет по данным практического бурения на безглинистом полимер солевом растворе с

модифицированной водной фазой показал, что в отличие от глинистых растворов (ПАГ), безглинистые системы характеризуются большим радиусом обводнения прискважинной зоны. Вместе с тем, высокие ингибирующие и поверхностно-активные свойства обеспечили незначительное (до 6 %) снижение потенциальной продуктивности пласта. Фактические дебиты скважин и их соотношение с проектными данными показали высокое качество заканчивания скважин при использовании на стадии первичного вскрытия полипропиленгликолевых и полимерсолевых растворов с модифицированной водной фазой, проявляющееся в хорошем сохранении проницаемости приствольной зоны скважины.

Достаточно эффективно использование безглинистых биополимерных растворов и при бурении вторых стволов из скважин старого фонда. В этих случаях их уникальные транспортирующие свойства компенсируют материальные затраты. Технические возможности мобильных буровых установок, а также петрофизические характеристики продуктивных (существенно выработанных) пластов исключают форсированные режимы промывки, а при ламинарном потоке «пробковый» режим и соответственно эффективный вынос обеспечивают только жидкости, обладающие «псевдопластичностью».

В этом отношении биополимерные растворы в настоящее время практически вне конкуренции. Проектируя свойства таких систем в соответствии с геолого-техническими требованиями, можно добиться максимального эффекта, как при бурении, так и при вскрытии продуктивных зон.

Выводы:

I. На основании теоретических, экспериментальных и промысловых исследований, а также обобщения опубликованных материалов разработаны научные и методические основы технологии качественного вскрытия продуктивных пластов в различных геолого-технических условиях, что позволило с высокой достоверностью прогнозировать результаты воздействия процессов заканчивания скважин на фильтрационные свойства пластов и, соответственно, последующие дебиты скважин. Результаты отражены в компьютерных программах по проектированию технологических факторов и свойств бурового раствора, обеспечивающих максимальное качество вскрытия гранулярных пластов- коллекторов, а также в методе оценки эф-

фсктивности принятых технологических решений по вскрытию продуктивных пластов. Решение этих задач стало возможным благодаря:

- проведенным исследованиям процессов гидратации водорастворимых полимеров и глинистых минералов в термобарических условиях и их влияния на изменение физико-механических свойств горных пород, а также изменение фазовой проницаемости пород-коллекторов;

- теоретически и экспериментально подтвержденным зависимостям: адсорбции ПАВ на твердой поверхности от температуры; скорости увлажнения и изменения прочностных характеристик глинистых пород в процессе их увлажнения в среде буровых растворов с различными физико-химическими свойствами; поверхностного натяжения и краевого угла смачивания водных растворов ПАВ от температуры;

- экспериментально доказанному эффекту снижения темпа разупрочнения образцов глин при использовании растворов с добавками полигидроксилсодержащих веществ (глицеринов, гликолей, полиалкиленгликолей),

- разработке метода оценки ингибирующих свойств буровых растворов, позволяющего определять период устойчивого состояния глинистых пород в скважине в зависимости от скорости их увлажнения, соотношения порового и гидростатического давлений, радиуса скважины и угла наклона ствола;

- разработке обобщенного критерия оценки качества вскрытия продуктивного пласта, как функций поверхностного натяжения фильтрата бурового раствора на границе с углеводородной фазой, краевого угла смачивания, гидравлического радиуса порового канала и градиента давления на границе фильтрат - углеводородная жидкость в пласте.

II. Научно обоснованы и определены количественные требования к свойствам буровых растворов и специальных жидкостей, способных обеспечить сохранность коллекторских свойств продуктивных зон и соответственно предложен широкий спектр систем промышленных и специальных жидкостей на водной основе, а именно:

- полиалкиленгликолевые буровые растворы как на основе традиционных глинистых систем, так и безглинистые тиксотропные жидкости на основе биополимеров, либо полимерных смесей;

- промывочные специальные жидкости для вскрытия бурением, а также вторичного вскрытия, освоения, ремонта, глушения скважин на глинистой, либо полимерной основе, модифицированные специальными ПАВ.

III. В рамках решения задачи по созданию систем растворов с регламентированным набором свойств синтезирован, опробован и промышленно освоен на отечественных предприятиях широкий спектр новых материалов, в частности:

- качественно новые ПАВ комплексного действия:

ПКД-515, СК-полиэфирный, Гликоил - эффективные регуляторы поверхностно-активных и нефтесмачивающих характеристик фильтратов буровых растворов и жидкостей заканчивания;

- совместно с ЗАО «Полицелл» - понизители фильтрации и структурообразователи полисахаридного типа:

водорастворимый крахмальный реагент - ПСБ; карбоксиметилированный крахмал - КМК-БУР; полианионная целлюлоза - ПАЦ-Н и ПАЦ-В; карбоксиметилоксиэтилцеллюлоза - Полицелл СК-Н, СК-В; полимерные смеси типа - ПС.

IV. Широкие промысловые испытания разработанных растворов и технологических жидкостей в различных геолого-технических условиях подтвердили правильность теоретического подхода к разработке технологии заканчивания скважин и высокую технико-экономическую эффективность ее практической реализации.

Применение глинистых и безглинистых буровых растворов, модифицированных комплексными ПАВ ПКД 515 и Суперкоицептрат полиэфирный, позволило получить повышение удельного коэффициента продуктивности скважин в 1,5-3,0 раза. Использование таких растворов в комплексе с перфорационными жидкостями на основе ПКД 515 обеспечило повышение удельного K_{np} в 2,5-4 раза

Результаты аналитических и экспериментальных исследований, реализованные в виде научно обоснованной комплексной технологии заканчивания скважин, например, на Киньяминском месторождении ОАО «Юганскнефтегаз», обеспечили повышение дебита скважин в среднем на 20 % и годовой эффект 3,8 млн. рублей на скважину.

Фонд скважин, пробуренных с применением комплексной технологии вскрытия за последние 2 года только по ОАО «Юганскнефтегаз», составил 54 скважины.

Предложенные автором буровые растворы и жидкости для закачивания скважин, начиная с 1993 года, внедрены в объединениях: ОАО «Юганскнефтегаз», ОАО «Роснефть - Пурнефтегаз», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Саратовнефтегаз», ТПП «Урайнефтегаз», ОАО «Орепбургиефть», ОАО «Роснефть - Краснодарнефтегаз», ОАО «Башнефть», ОАО «Удмуртнефть», ОАО «Томскнефть» ВНК и др.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих печатных работах:

Статьи:

1. Лушпеева О.А., Пеньков А.И., Кошелев В.Н. Исследование буровых растворов и перфорационных жидкостей, применяемых для первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Сб.научн.трУ СургутНИПИ-нефть.-1997.-С. 87-95.

2. Лабораторные и промысловые испытания ПАВ комплексного действия СНПХ ПКД 515 /Ю.В.Шамрай, Р.Г.Шакирзянов Р.Г., Кошелев В.Н. и др. //Нефтяное хозяйство.- 1998.- № 2.- С. 4-5.

3. Технология, вторичного вскрытия продуктивных пластов. Правила приготовления и применения перфорационной жидкости с гидрофобизирующим ПАВ: СТП 03-17-98 /Андресон Б.А., Кошелев В.Н. и др.-Уфа, 1998.- 12 с.

4. Пеньков А.И., Кошелев В.Н., Шишков С.Н. Составы буровых растворов, применяемых при бурении горизонтальных скважин и оценка соответствия их свойств требованиям бурения ГС //Сб.научн.трУОАО «НПО «Бурение».- 1998,- С.21-37.

5. Пеньков А.И., Кошелев В.Н. Основные факторы, влияющие на изменение нефтепроницаемости коллекторов под воздействием буровых растворов //Сб.научн.тр./ОАО «НПО «Бурение».- 1998.- С. 102-113.

6. Кошелев В.Н., Пеньков А.И., Демин Ю.В. Опыт применения малоглинистого бурового раствора для вскрытия низкопроницаемых нефтенасыщенных пластов в ТПП «Урайнефтегаз» //Сб.научн.тр./ОАО «НПО «Бурение».- 1998.-С.129-140.

7. Исследование связи удельного электрического сопротивления и электропроводности горных пород с фазовой проницаемостью продуктивных коллекторов /Б.А.Андресон, И.В.Утяганов, А.И.Пеньков,

В.Н.Кошелев и др. //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.-1999.- № 7-8.- С. 37-39.

8. Влияние гидрофобных взаимодействий в адсорбционных слоях ПАВ на показатели свойств буровых растворов /А.И.Пеньков, Л.П.Вахрушев, В.Н.Кошелев и др. /Яр. /ОАО «НПО «Бурение».- 1999.-Вып. 2,-С. 47-53.

9. Применение олигомерных полиэтиленгликолей для улучшения характеристик буровых растворов /А.И.Пеньков, Л.П.Вахрушев, В.Н.Кошелев и др. //Тр. /ОАО «НПО «Бурение».- 1999.- Вып. 2,- С. 54-61.

10. Кошелев В.Н., Куксов В.А. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов за счет использования буровых растворов на основе полианионной целлюлозы (ПАЦ) //Тр. /ОАО «НПО «Бурение».- 1999.- Вып. 2.- С.67-72

11. Применение ПАВ комплексного действия при бурении скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» /О.А.Лушпеева, Г.П.Зозуля, В.Н.Кошелев, В.Г.Долгов //Изв. ВУЗов «Нефть и газ».- Тюмень.- 1999.-№4.-С.37-42.

12. Complex inhibitor drilling mud for drilling deep wells in complicated conditions /Maas A.F., Andreson B.A., Penkov A.I., Koshelev V.N., Fathutdinow I.H. //Petroleum Engineer International.- 1999.- August.- p. 51-57.

13. Промывочные растворы для бурения скважин с использованием гибких труб (требования, состав, свойства) /А.И.Пеньков, В.Н.Кошелев, С.А.Рябokonь, Е.А.Коновалов //Сб.научн.тр./ОАО «НПО «Бурение».-1999.- Вып. 3.- С. 63-72.

14. Комплекс технологий, обеспечивающий высокое качество заканчивания скважин /С.А.Рябokonь, А.И.Пеньков, В.Н.Кошелев и др. //Нефтяное хозяйство. - 2000.- № 2.- С. 16-22.

15. Мицеллообразующий гликолевый тип реагентов для бурения горизонтальных стволов /А.И.Пеньков, В.Н.Кошелев, Вахрушев Л.П., Беленко Е.В. //Горизонтальные скважины: Тез. докл. 3-го междунар. научн. семинара- М, 2000. - С. 67-68.

16. Использование реагент - реагентного комплексообразования с целью повышения эффективности растворов для горизонтального бурения /А.И.Пеньков, В.Н.Кошелев, Л.П. Вахрушев и др. //Горизонтальные скважины: Тездокл. 3-го междунар. научн. семинара-М., 2000. - С. 19-20.

17. Повышение эффективности действия смазочных добавок для буровых растворов /А.И.Пеньков, Л.П.Вахрушев, В.Н.Кошелев и др.// Нефтяное хозяйство.- 2000.- № 5.- С. 33-35.

18. Роль гидрофобных взаимодействий при оценке эффективности химических реагентов для буровых растворов /Б.А.Андресон, А.И.Пеньков, В.Н.Кошелев и др. //Сб.научн.тр. / ОАО «БашНИПИ-нефть».-Уфа.-2000.-Вып. 103.-С. 163-169.

19. Разработка экологической технологии обработки нефте- и газоносных коллекторов, использующей биоразлагаемые растворы и реагенты /А.И.Пеньков, Л.П.Вахрушев, Кошелев В.Н., Е.В.Беленко и др. //Геозология и современная геодинамика нефтегазоносных регионов: Тез. докл. междунар. научно-практич. конф. 24-26 октября 2000 г.- М., 2000.- С. 192-193.

20. Поверхностно-активные вещества с выраженной дифильностью /В.Н.Кошелев, Е.В.Беленко, Л.П.Вахрушев, Р.Р.Шарифуллин //Поверхностно-активные вещества и препараты на их основе: Тез. докл. X конф. «Поверхностно-активные вещества и препараты на их основе» г. Белгород, октябрь, 2000.- С. 60-62.

21. Исследование технологических показателей формиат - глинистых систем буровых растворов / Л.П.Вахрушев, В.Н.Кошелев, Е.В.Беленко и др. //Сб.научн.тр.//ОАО «БашНИПИнефть».- Уфа.- 2000.-Вып. 100.-Ч. 2.-С. 145-152.

22. Использование полиалкиленгликолей для повышения эффективности полисахаридных реагентов /Л.П.Вахрушев, В.Н.Кошелев, Д.В.Проскурин и др. // Сб.научн.тр.//ОАО «БашНИПИнефть».- Уфа.- 2000.- Вып. 100.- Ч. 2.- С. 153 -162.

23. К вопросу об оценке качества вскрытия продуктивных пластов нефтяных скважин /В.Н.Кошелев, О.А.Лушпеева, В.А.Куксов, В.Г.Долгов //Сб.научн.тр./ОАО «Сургутнефтегаз».- 2000.- Вып. 2.- С. 28-36.

24. Буровые растворы на водной и неводной основе для бурения скважин в условиях АВПД, высоких температур, хемогенных отложений и агрессии кислых газов /С.А.Рябокоть, А.И.Пеньков, В.Н.Кошелев, С.Н.Шишков //Проблемы и пути повышения эффективности и качества строительства сверхглубоких скважин в условиях аномальновысоких пластовых давлений, температур и агрессивных сред : Материалы научн.-техн.совета ОАО «Газпром».- 2001,- Т.1.-С.63-71.

25. Гидрофобная модификация недиспергирующих буровых растворов /А.И.Пеньков, В.Н.Кошелев, Л.П.Вахрушев и др.

//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на морс-2000.-№1.-С. 19-21.

26. Полиалкиленгликолевые растворы (ПАГРы) - новое поколение растворов для бурения и заканчивания скважин /Л.И.Пеньков, Л.П.Вахрушев, В.Н.Кошелев и др. //Сб.научн.тр./ОЛО НПО «Бурение».- Краснодар.- 2001.- Вып. 6.- С. 10-18.

27. Новые типы безглинистых структурированных буровых растворов - альтернатива биополимерным растворам / А.И.Пеньков, Л.П.Вахрушев, В.Н.Кошелев и др. // Сб.научн.тр./ОАО НПО «Бурение».- Краснодар.- 2001.- Вып. 6.- С. 19-28.

28. Полимер-дисперсные синергетические явления и новые системы буровых растворов /В.Н.Кошелев, Л.П.Вахрушев, Е.В.Беленко и др. //Нефтяное хозяйство.- 2001.- № 4.- С. 22-23.

29. О природе синергетического эффекта в полимерглинистых буровых растворах /О.А.Лушпеева, В.Н.Кошелев, Л.П.Вахрушев и др. //Нефтяное хозяйство.- 2001.- № 3.- С. 28-30.

30. Successfully drill unstable formations /B.A.Anderson, A.F.Maas, O.G.Isaenko, A.I.Penkov, V.N.Koshelev //Hart's E&P. - May 2001.- vol. 74.-p. 71-73.

31. Буровые растворы с реверсируемой дисперсной фазой /В.Н.Кошелев, Л.П.Вахрушев, Е.В.Беленко и др. //Тез. докл. V междунар. Симпозиума по бурению скважин в осложненных условиях 11-15 июня 2001.- С-Петербург, 2001.- С. 33.

32. Псевдопластичные гидрогели на основе эмульсий ПАВ, стабилизированных производными полисахаридов /В.Н.Кошелев, Е.В.Беленко, Л.П.Вахрушев и др. //Нефтегазовые технологии.- 2001.- №2.- С. 18-21.

33. Пространственно структурированные водные безглинистые буровые растворы /Л.П.Вахрушев, В.Н.Кошелев, А.И.Пеньков и др. //Нефтяное хозяйство.- 2001. - № 9.- С. 40 - 43.

34. Применение термодинамически фазовых переходов для расчетов технологических параметров буровых растворов /А.И.Пеньков, Л.П.Вахрушев, В.Н.Кошелев и др. // Нефтяное хозяйство.- 2001. - № 9.-С. 48-51.

35. Исследование физико-химических свойств разветвленных статических сополимеров окисей этилена и пропилена /В.Н.Кошелев, Е.В.Беленко, А.И.Острягин // Изв. ВУЗов Сев.Кав. региона: Естественные науки.- 2001.- № 1.- С. 56-60.

36. Интерполимерные комплексы на основе сополимеров окисей этилена и пропилена / В.Н.Кошелев, А.И.Пеньков, Е.В.Беленко и др.

// Изв. ВУЗов Сев.Кав. региона: Естественные науки,- 2001.- № 1,- С.45-49.

37. Основные тенденции развития полигликолевых технологий совершенствования буровых растворов / В.Н.Кошелев, Л.П.Вахрушев, А.И.Пеньков и др. //Нефтяное хозяйство.- 2001.- № 12.-С. 29-32.

38. Новые реагенты серии «Гликойл» для бурения и заканчивания скважин /Н.З.Гибадуллин, Б.А.Андресон, Л.П.Вахрушев, В.Н.Кошелев и др. //Тез.докл.конф., посвящ. 75-летию каф. орг. химии и химии нефти.- Уфа, 2002.- С. 23-24.

39. Выбор бурового раствора и совершенствование его свойств /С.А.Рябокоть, А.И.Пеньков, В.Н.Кошелев, Б.А.Растегаев //Сб.научн.тр. /ОАО «НПО «Бурение».- Краснодар, 2002. -Вып. 7.- С. 3-14.

40. Влияние степени регулярности макромолекулярных структур на технологические свойства безглинистых полимерных буровых растворов /В.Н.Кошелев, Л.П.Вахрушев, Е.В.Беленко, С.П.Терешкин // Сб.научн.тр. /ОАО «НПО «Бурение».- Краснодар, 2002. -Вып. 7.- СЛИ-120.

41. Кошелев В.Н., Пеньков А.И., Беленко Е.В. Буровые растворы для качественного первичного вскрытия продуктивных пластов // Сб.научн.тр. /ОАО «НПО «Бурение».- Краснодар, 2002. -Вып. 8.- С. 42-48. ..

42. Структурный анализ олигомерных НПВАВ и прогнозирование свойств буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов /Л.П.Вахрушев, В.Н. Кошелев, Е.В.Беленко, Д.В.Проскурин //Нефтегазовые технологии,- 2002.- № 1.- С. 37-40.

43. Некоторые физико-химические характеристики простых полиэфигов на основе окисей олефинов /Р.Р.Шарифуллин, Д.Х.Сафин, Х.Э.Харлампида, В.Н.Кошелев //Химическая промышленность .- 2002.-№11.-С. 34-38.

44. Результаты использования растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов на площадях ОАО «Удмурнефть» /С.А.Рябокоть, В.Н.Кошелев, Р.И.Федосов, С.П.Терешкин // Сб.научн.тр. /ОАО «НПО «Бурение»,- Краснодар, 2003. -Вып. 9.- С. 3-12.

45. Кошелев В.Н., Абдразаков Р.М. Особенности геолого-технических условий заканчивания скважин на Киньяминском и Среднеугутском месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» //

Сб.научн.тр. /ОАО «НПО «Бурение».- Краснодар, 2003. -Вып. 9.- С. 249-255.

46. Анализ качества первичного вскрытия продуктивных пластов на Киньяминском месторождении ОАО «Юганскнефтегаз» /В.Н.Кошелев, Р.М.Абдразаков, Б.А.Растегаев, Р.И.Федосов // Сб.научн.тр. /ОАО «НПО «Бурение».- Краснодар, 2003. -Вып. 9.- С. 256-264.

47. Кошелев В.Н. Промысловые испытания буровых растворов для первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов /Бурение и нефть.- 2003.- Январь.- С. 32.-36.

48. Кошелев В.Н.Общие принципы ингибирования глинистых пород и заглинизированных пластов /Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- 2004.- № 1.- С. 13 - 15.

Патенты:

49. Способ оценки ингибирующих свойств буровых растворов : А.С. 1222670 СССР /Пеньков А.И., Кошелев В.Н., Пенжоян А.А.- Оpubл. 1986, БИ № 13.

50. Присадка для бурового раствора: Пат. 2131902 РФ /Фабричная А.Л., Шамрай Ю.В., Шакирзянов Р.Г., Кошелев В.Н. и др. - Оpubл. 1997, Бюл. № 27.

51. Способ определения количества реагентов для обработки бурового раствора : Пат. 2131902 РФ /А.И.Пеньков, И.Н.Резниченко, В.Н.Кошелев, В.И.Мищенко. - Оpubл. 20.06.99, Б.И. № 17.

52. Псевдопластичный буровой раствор : Пат. 2139315 РФ / А.И.Острягин, А.И Пеньков., Л.П.Вахрушев, В.Н.Кошелев и др.- Оpubл. 10.10.99, Б.И. № 28.

53. Способ заканчивания скважин : Пат. 2156859 РФ /О.А.Лушпеева, А.И.Пеньков, В.Н.Кошелев.- Оpubл. 27.09.2000, Б.И. № 27.

54. Буровой раствор: Пат. 2163614 РФ /А.И.Пеньков, Л.П.Вахрушев, В.Н.Кошелев и др. - Оpubл. 27.02.2001, Б.И. № 6.

55. Состав для обработки призабойной зоны пласта: Пат. 2149988 РФ /Б.А.Андресон, Г.Г.Мурзагулов, Рудаков С.Д., Кошелев В.Н. и др. - Оpubл. 27.05.2000, Б.И. № 15.

56. Безглинистый буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов: Пат. 2168531 РФ /А.И.Пеньков, В.Н.Кошелев, В.А.Куксов и др. - Оpubл. 10.06.2001, Б.И. № 16.

57. Реагент для химической обработки буровых растворов: Пат. 2153615 РФ /А.И.Пеньков, Л.П.Вахрушев, В.Н.Кошелев - Оpubл. 27.02.2001, Б.И. № 6.

58. Состав для бурения и заканчивания скважин: Пат. 2169753 РФ /В.Н.Кошелев, Л.П.Вахрушев, Д.Х.Сафин и др. - Оpubл. 27.06.2001, Б.И. № 18.

59. Полигликолевый модификатор буровых растворов: Пат. 2224780 РФ /Д.Х.Сафин, Б.А. Андресон, В.Н.Кошелев и др.- Оpubл. 27.02.04, Б.И. № 6.

Кубанский государственный университет
350040 г. Краснодар, ул. Ставропольская № 149.

Типография КубГУ

350023 г. Краснодар ул. Октябрьская № 25

Заказ № 44

Тираж 120

№ - 5944