

На правах рукописи

ТУЛУБАЕВ АНДРЕЙ БОРИСОВИЧ

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВОВ
ИНГИБИРУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ
ДЛЯ ОСВОЕНИЯ И РЕМОНТА НИЗКОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2006

Работа выполнена в государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ)

Научный руководитель - доктор технических наук, профессор

Зозуля Григорий Павлович

Официальные оппоненты: - доктор физико-математических наук,
профессор

Федоров Константин Михайлович

- кандидат технических наук,

Кузнецов Николай Петрович

Ведущая организация - Общество с ограниченной ответственностью
«Тюменский научно-исследовательский и
проектный институт природного газа и газо-
вых технологий» (ООО
«ТюменНИИгипрогаз»)

Защита состоится 13 апреля 2006 года в 13⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу 625039, Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном центре ТюмГНГУ, по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72, каб. 32.

Автореферат разослан 13 марта 2006 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета,

доктор технических наук, профессор

В.П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Большинство крупнейших месторождений нефти и газа России находятся либо вступают в позднюю стадию разработки, для которой характерна падающая добыча углеводородного сырья и рост бездействующего фонда скважин. Только в Западной Сибири, где добывается 73 % российской нефти и 93 % газа, в настоящее время эксплуатационный фонд составляет более 150 тысяч, из которого в бездействии, т.е. в ожидании ремонта и консервации находятся более 40 % нефтяных и около 30 % газовых скважин. Длительный период эксплуатации скважин характерен тем, что продуктивные пласты подвергаются многократному воздействию технологических агентов (жидкостей и изолирующих составов). В большинстве случаев это растворы и составы на водной основе, которые должны обладать регулируемым воздействием, прежде всего на породы призабойной зоны пласта.

На современном уровне развития технологий строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных и газовых скважин применение рабочих агентов (преимущественно жидкостей) является технологически необходимым. При этом определяющим условием является правильный выбор типа и состава жидкости, которая должна успешно решать задачи безаварийной проводки скважин при бурении и сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта при их освоении и ремонте.

Для решения проблемы сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов разработано и апробировано множество технологических жидкостей, однако из-за разнообразия геологических условий и особенностей строения коллекторов ни одна из них не является универсальной. Даже «чистые» жидкости (флюиды нефтяных пластов, искусственные рассолы, дизельное топливо и др.) как правило, способствуют снижению проницаемости прискважинной зоны продуктивных пластов.

Проведенный анализ условий строительства и эксплуатации скважин показывает, что по значимости на первом месте стоит проблема регулирования ингибирующих свойств растворов с целью снижения отрицательного воздействия на устойчивость стенок скважины и фильтрационно-емкост-

ные свойства продуктивных, прежде всего низкопроницаемых пластов. С этих позиций решаемые в работе задачи являются актуальными.

Цель работы – повышение качества работ при освоении, эксплуатации и ремонте низкодебитных нефтяных и газовых скважин разработкой многофункциональных технологических жидкостей с улучшенными ингибирующими и изоляционными свойствами.

Основные задачи исследований:

1. Анализ и совершенствование методов повышения ингибирующих свойств технологических жидкостей.
2. Исследование влияния разработанных технологических жидкостей на устойчивость стенок скважин.
3. Разработка рецептур технологических жидкостей на водной основе для вскрытия продуктивных пластов при бурении, освоении и ремонте скважин, обеспечивающих сохранение фильтрационно-емкостных свойств низкопродуктивных коллекторов.
4. Исследование влияния поверхностно-активных свойств технологических жидкостей на изменение проницаемости низкопроницаемых коллекторов.
5. Разработка рекомендаций по применению разработанных рецептур и предварительная оценка эффективности их применения.

Научная новизна диссертационной работы

1. Изучен и объяснен механизм гидрофобизации поверхности раздела на границе фаз «порода – раствор» за счет снижения поверхностного натяжения при введении в раствор фурфуроилового спирта.
2. Уточнены особенности двойного действия полимеров марки «Праестол» различной концентрации, проявляющиеся в избирательной флокулирующей способности и способности к структурообразованию в дисперсных системах.

3. Установлен и объяснен эффект повышения прочности портландцементного камня и его сцепления с колонной, сформированного из облегченного тампонажного раствора, содержащего предлагаемую комплексную соль – заменитель хлористого калия.

Практическая ценность работы

Разработаны эффективные составы жидкостей для бурения, освоения и ремонта скважин, в том числе жидкости для их глушения, изолирующие составы, многофункциональные жидкости для специальных ремонтных работ, применение которых повышает качество работ.

Разработаны рекомендации по применению заменителя хлористого калия в виде химического продукта – «хлоркалий-электролит», которые реализованы в сертификате на его применение в качестве реагента для обработки буровых растворов и технологических жидкостей на территории РФ (№ 153.39.RU.245860.00560.10.03). Реагент внесен в отраслевой реестр «Перечень химпродуктов, согласованных и допущенных к применению в нефтяной отрасли».

Разработанные рекомендации реализованы при составлении проекта на строительство поисковой скважины глубиной 2500 м на Полуныхском месторождении (2004 г.).

Разработан руководящий документ по глушению газовых и газоконденсатных скважин (ООО «Ямбурггаздобыча», 2004 г.).

Разработан руководящий документ по глушению и растеплению газовых скважин Пунгинского ПХГ растворами на основе хлоркалия-электролита (ООО «Тюментрансгаз», 2006 г.).

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе» (Тюмень, 2001); Всероссийской научно-технической конференция «Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы» (Альметьевск, 2001); 3 Всероссийской научно-технической конференции, посвященной 40-летию Тюменского государственного нефтега-

зового университета «Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий» (Тюмень, 2002); научно-технической конференции «Нефть и газ: проблемы недропользования, добычи и транспортировки» посвященной 90-летию со дня рождения В.И. Муравленко (Тюмень, 2002); Межрегиональной молодежной научной конференции «Севергеозкотех – 2002» (Ухта, 2002); Международной научно-технической конференции «Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе», посвященной 40-летию Тюменского государственного нефтегазового университета (Тюмень, 2003); научно-практической конференции посвященной 60-летию Тюменской области «Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазовой провинции» (Тюмень, 2004); VI конгрессе нефтепромышленников России (Уфа, 2005).

Публикации. По теме диссертации опубликована 41 печатная работа, в том числе: 32 статьи в сборниках трудов и реферируемых журналах, 7 методических указаний и 2 патента РФ на изобретения.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов, основных выводов и приложений, изложена на 179 страницах машинописного текста и содержит 23 рисунка, 41 таблицу, список использованных источников из 84 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность диссертационной работы, определены ее цель и основные задачи, сформулированы научные положения выносимые на защиту, практическая ценность и апробация работы.

Первый раздел диссертации посвящен анализу состояния вопроса о существующих типах технологических жидкостей, ингибирующих глинистые и глинодержащие породы, изучению методик и способов повышения ингибирующей способности растворов.

Изучению проблем применения различных ингибирующих жидкостей для предупреждения осложнений при бурении и сохранения фильтрационных свойств коллекторов нефти и газа при вскрытии, освоении и ремонте скважин посвящены многочисленные работы отечественных и зару-

бежных исследователей, среди которых: А.Г. Аветисов, Э.Г. Агабальянц, И.Б. Адель, О.К. Ангелопуло, Г.М. Бартенев, А.И. Булатов, В.С. Войтенко, М.П. Воларович, В.Д. Городнов, Дж.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли, Б.В. Дерягин, А.В. Думанский, К.Ф. Жигач, Г.П. Зозуля, В.П. Зозуля, Э.Г. Кистер, И.И. Клещенко, А.А. Ключов, А.Т. Кошелев, Н.Н. Круглицкий, Ю.С. Кузнецов, А.В. Кустышев, М.И. Липкес, И.И. Лиштван, Дж.Л. Луммус, Н. Маковой, Н.А. Мариампольский, Р.И. Медведский, А.Х. Мирзаджанзаде, Н.В. Михайлов, В.С. Новиков, Ф.Д. Овчаренко, В.П. Овчинников, А.И. Пеньков, Ю.М. Проселков, А.И. Рабинерсон, П.А. Ребиндер, Ф. Роджерс, В.И. Рябченко, А.П. Телков, Р.Э. Уокер, К.М. Федоров, Г.И. Фукс, Е.Д. Щукин и др.

Проведенный анализ указывает на необходимость разработки новых и совершенствования применяемых типов ингибирующих растворов и методов снижения скорости гидратации глинистых составляющих горных пород с учетом многообразия геологических условий их залегания. Разработка новых рецептур должна базироваться на углубленном изучении физико-химических процессов и явлений, происходящих на контактирующих поверхностях жидкости и породы (поверхностное натяжение, катионный обмен и др.).

Во **втором разделе** рассмотрен комплексный подход к повышению ингибирующей способности растворов, основанный на селективном катионном обмене, который базируется на применении в составах технологических жидкостей комплексной соли, способной избирательно взаимодействовать с минеральными частицами горной породы, выравнивая электрический потенциал на их поверхности.

Исследованы и разработаны новые рецептуры жидкостей для бурения скважин и вскрытия продуктивных пластов (гидрогель-магниевые, солевые биополимерные растворы), а также растворы для ремонта скважин.

Использование солевых добавок в составах технологических жидкостей для регулирования плотности, температуры замерзания и других свойств, широко применяется при строительстве, эксплуатации и ремонте скважин. Нередко для придания жидкости необходимых свойств применяются комбинации солей, либо используются комплексные соединения.

Предложенная комплексная соль обладает высокой ингибирующей способностью, о чем свидетельствуют результаты лабораторных исследований, доказывающие перспективность ее использования.

Высокая скорость гидратации и низкая степень набухания приводит к быстрому завершению процессов, происходящих при взаимодействии глин с раствором хлористого калия, развитию гидратационных напряжений в глинистых и глинодержащих породах. При оценочных исследованиях предлагаемого раствора на основе соли «хлоркалий-электролита» были выявлены следующие особенности:

1. Побочных химических реакций при растворении реагента в воде не обнаружено.
2. Влияние раствора на свойства горных пород (продуктивного пласта) оценивалось по восстановлению проницаемости образцов керна по стандартной методике на установке УИПК-1М. Исследования проводились на искусственных образцах с проницаемостью по керосину – 0,35-0,4 мкм² и по воде – 0,15-0,2 мкм². Во всех случаях восстановление проницаемости составило 100 %.
3. Содержание нерастворимого остатка в водном растворе реагента (с концентрацией не более 27,5 % масс.) не превышает 1,8 % от массы реагента.
4. При взаимодействии раствора реагента с пластовой водой (тип воды – хлоридно-карбонатно-натриевый) химических реакций не происходит. Наблюдается небольшое снижение плотности раствора за счет изменения концентрации (баланса солей) пластовой жидкости и некоторое увеличение pH (до 8,5).
5. По химической активности водный раствор реагента является практически нейтральным (pH = 7,0-7,9).
6. Для оценки влияния растворов реагента на гидратацию пластовых глин определялась величина их набухания в исследуемых растворах. Полученные результаты свидетельствуют о снижении скорости гидратации глинистых частиц при увеличении в растворе концентрации реагента (рисунок 1).

При тестовых исследованиях использовался бентонитовый глинопо-рошок. Исследование фильтратов различных буровых растворов, содержащих рекомендуемый реагент, доказали их высокую ингибирующую способность.

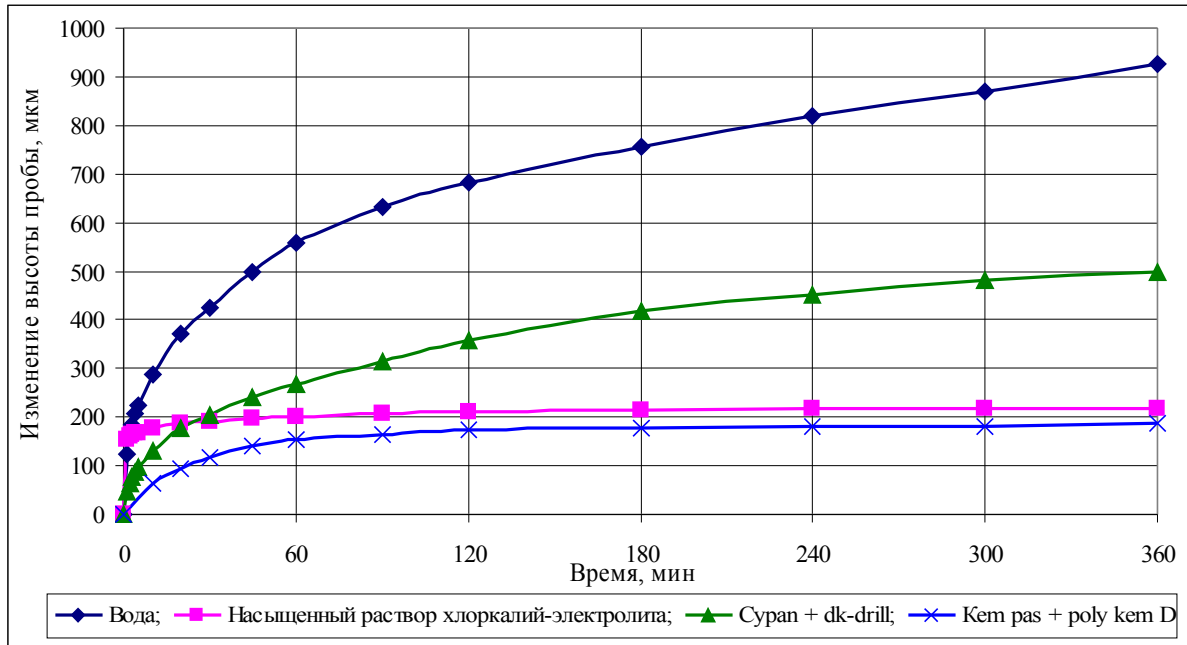


Рисунок 1 – Кинетика набухания глинопорошка в исследуемых растворах

7. Раствор реагента незначительно меняет свои свойства при изменении температуры.

8. Отсутствует самопроизвольное образование эмульсий в пластовых условиях.

Из анализа результатов следует, что предупреждение набухания и диспергирования глинистых минералов продуктивных коллекторов определяется содержанием катионов калия в дисперсионной среде растворов. На основе хлоркалия-электролита разработаны рецептуры растворов гидрогелей, основанные на стабилизации перенасыщенных солевых растворов по следующей схеме.

На начальном этапе испытаний была определена концентрация предлагаемой соли для получения насыщенного раствора, которая составила 350-380 г/л. Гидроксид натрия (NaOH) вводился в полисолевой раствор в избытке (2 %) по существующим рекомендациям для приготовления традиционного гидрогеля магния. Стабилизация безглинистого раствора

производилась защитными коллоидами: крахмальным реагентом МК-3, натрийкарбоксиметилцеллюлозой (NaКМЦ-600), акотролом, праестолом 2530, камцелом, а также комплексным полимерным реагентом (ПС) на основе производных целлюлозы и крахмала.

Анализ результатов испытаний позволяет сделать вывод, что наиболее эффективным стабилизатором предлагаемой гидрогелевой системы являются комплексный полимерный реагент и камцел (рисунок 2 – а, б).

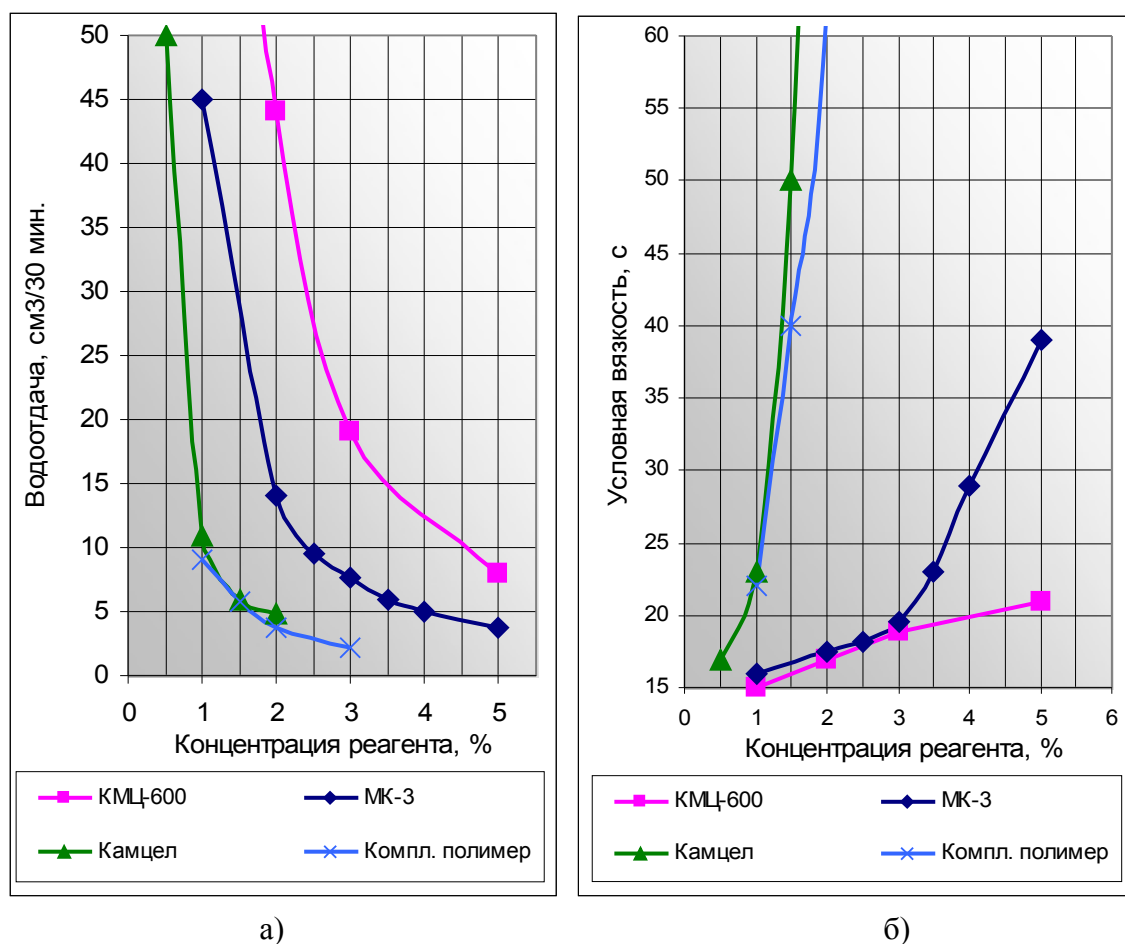


Рисунок 2 – Влияние концентрации стабилизаторов на свойства раствора с конденсированной твердой фазой

а) изменение водоотдачи; б) изменение условной вязкости

Установлено, что акриловые полимеры типа «Праестол 2530» и «Акотрол» вызывают значительное загущение системы и мало изменяют ее фильтратоотдачу. В результате экспериментальных исследований разработаны рецептуры безглинистых растворов с конденсированной твердой фазой, рекомендуемые для вскрытия низкопроницаемых продуктивных пластов и бурения неустойчивых глинистых и солесодержащих пород. Растворы на основе

хлоркалия-электролита (комплексной соли) менее компонентоемки, чем известный раствор гидрогель-магния. Ориентировочная стоимость 1 м³ рекомендованного раствора в четыре раза меньше, чем известного раствора на основе бишофита.

Прочность структуры тиксотропных биополимерных растворов часто недостаточна для придания им необходимых технологических свойств. Для повышения прочности структуры в водные растворы биополимеров вводят соли, действие которых обусловлено способностью образовывать комплексные соединения. В процессе исследований изучались применяемые в Западной Сибири биополимерные солевые растворы на основе реагентов Кем-Х и ХСД-полимера. Для обоснования выбора типа солевой добавки проводился сравнительный анализ влияния солей NaCl и KCl, а также предлагаемой комплексной соли: «хлоркалий-электролита». Опыты проводились при следующих концентрациях солей: NaCl от 9 до 25 %, KCl от 10 до 27 %, «хлоркалий-электролит» от 10 до 28 %. При этом изменение плотности растворов составило 1060 – 1160 кг/м³. В процессе исследований осуществлялся «стандартный» контроль технологических параметров солевого биополимерного бурового раствора.

В процессе лабораторных исследований разработаны рецептуры солевых биополимерных растворов (таблица 1), которые обеспечивают нормальную очистку забоя и ствола от выбуренной породы, обладают минимальным загрязняющим действием на продуктивный пласт, достаточным ингибирующим эффектом и необходимыми смазочными свойствами.

Было установлено, что эффективным является использование соли в составах технологических жидкостей для различных ремонтных работ, а также в рецептурах тампонажных растворов.

В процессе исследований разработаны состав жидкости для глушения скважин (ПАЦ ВВ – 1,5 %, «хлоркалий-электролит» 1-1,5 %, дисольван 0,01 %, вода – остальное) и технология растепления газогидратных пробок,

образующихся при эксплуатации и ремонте скважин, имеющих в разрезе мерзлые породы (МП). На состав получен патент РФ № 2254447.

В третьем разделе приведены практические результаты исследований новых рецептур гидрофобизирующих и полимерглинистых технологических растворов для бурения и ремонта скважин.

Таблица 1 – Результаты исследований рецептур солевых биополимерных растворов

№	Тип и концентрация реагента, % масс.	Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Фильтрато-отдача, см ³ /30 мин	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Статическое напряжение сдвига, дПа	
							1 мин	10 мин
1	Кем X - 0,8 хлоркалий - 10	1060	19	9	13	3,3	6	8
2	Кем X - 0,8 хлоркалий - 19	1110	19	8	11	2,7	3	4
3	XCD - 1,0 хлоркалий - 10	1060	22	11	17	6,3	16	19
4	XCD - 1,0 хлоркалий - 19	1110	22	11	12	4,8	4	6
5	XCD - 1,0 хлоркалий - 27,5	1160	25	10	15	4,5	2	3

Известно, что для ингибирования глинистых пород эффективны гидрофобизирующие растворы, которые содержат в качестве добавок вещества, вызывающие гидрофобизацию глинистых пород: кремнийорганические соединения или соли высших жирных (или нафтеновых) кислот. Эти соединения вследствие своей дифильности адсорбируются на глинистых минералах, создавая гидрофобный барьер, препятствующий контактированию глин с дисперсионной средой раствора (водой). Аналогичной дифильностью обладает фурфуроловый спирт, образующий в водной среде трехмерный «полимер» и обеспечивающий повышение фазовой проницаемости для углеводородных жидкостей и газов. Поэтому разработка гидрофобизирующих растворов, содержащих фурфуроловый спирт, позволила снизить поверхностное натяжение на границе «раствор – горная порода», что способствует повышению качества вскрытия низкопроницаемых коллекто-

ров нефти и газа. По результатам исследований был разработан состав бурового раствора, на который получен патент РФ № 2203920.

При изучении функциональных связей между коэффициентом восстановления проницаемости продуктивного пласта β и поверхностными явлениями, происходящими на границе раздела фаз, было установлено, что при сравнимых геолого-технических условиях (особенностей строения пласта, пористости, коэффициенте нефтенасыщенности, вязкости пластового флюида, скорости фильтрации вытесняющего фильтрата и др.) значимым является межфазное натяжение (σ_{ST}) на границе «нефть – фильтрат раствора».

На рисунке 3 приведена зависимость коэффициента восстановления проницаемости (β) от поверхностного натяжения (σ_{ST}) на границе «нефть-фильтрат раствора», для определенных типов промывочных жидкостей (таблица 2), применяемых на месторождениях Западной Сибири (совместно с Т.В. Грошевой).

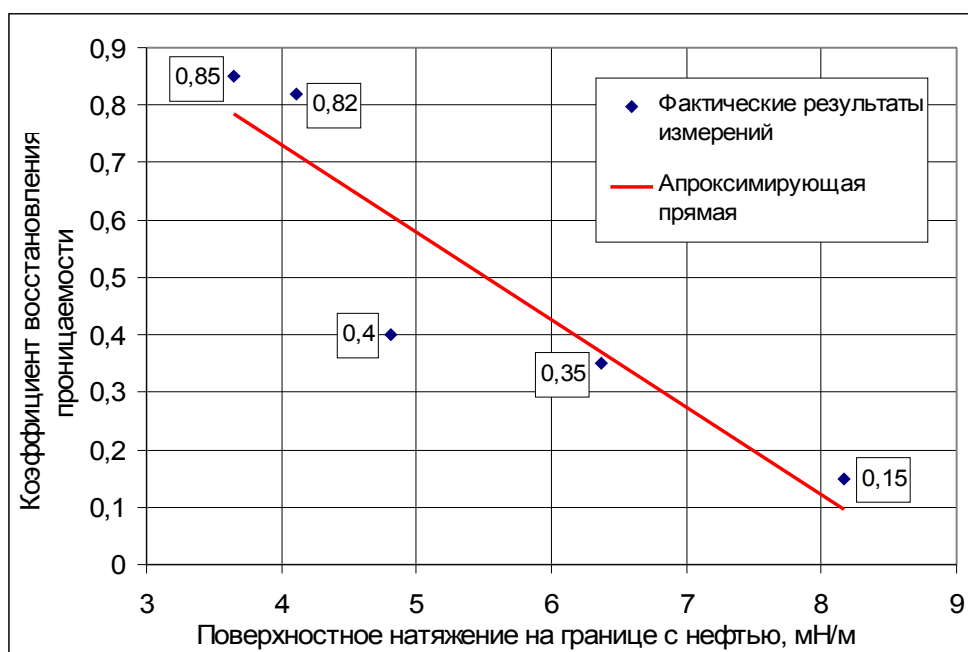


Рисунок 3 – Зависимость β от σ_{ST} при прочих равных условиях

Таблица 2 – Результаты влияния типа жидкости на β и σ_{ST}

Тип жидкости	σ_{ST} , мН/м	β , доли ед.
--------------	----------------------	--------------------

Дистиллированная вода	8,17	0,15
Кем Рас, Poly Кем D	6,37	0,35
ИКФ	4,81	0,40
КМЦ, фурфуроловый спирт	4,11	0,82
Кем Рас, Poly Кем D, ФК-2000	3,65	0,85

Значения поверхностного натяжения фильтратов различных типов жидкостей на границе с нефтью определялись методом вращающейся капли с помощью устройства «Spinning Drop Interfacial Tensiometer» модели 510 фирмы ТЕМСО.

Анализ полученных результатов позволил предложить комплексный подход, в соответствии с которым для прогнозирования влияния технологических жидкостей на величину восстановления проницаемости коллекторов целесообразно сначала оценивать значения поверхностного натяжения, а затем проводить исследования на реальном керновом материале. С учетом этого было обосновано применение фурфуролового спирта в составах буровых растворов, которое позволяет улучшить не только ингибирующую способность растворов, но и повысить коэффициент восстановления проницаемости (более 0,8). В целом такой подход позволяет повысить качество работ при вскрытии низкопроницаемых продуктивных пластов в процессе бурения и ремонтов скважин.

Другим перспективным направлением является расширение области использования новых полимеров, при применении которых снижается расход химреагентов (в 2–3 раза), повышается устойчивость стенок скважины, улучшается очистка забоя и ствола от выбуренной породы; сохраняются приемлемыми смазочные свойства растворов и т.д. Перспективными представителями таких реагентов являются полимеры марки «Праестол» (ТУ 2216-001-40910172-98), относящиеся к классу гидролизированных полиакриламидов.

В процессе исследований было показано, что наиболее целесообразно применять реагент «Праестол» марок 2510, 2515, 2530, 2540 при обработке буровых растворов и технологических жидкостей для ремонта (глушения) скважин в условиях наличия МП.

Технико-экономическая эффективность и целесообразность применения полимера марки «Праестол 2530» обусловлена следующими преимуществами:

- сокращением времени на обработку бурового раствора на 25-30 %;
- снижением и компенсацией потерь технологических объемов малоглинистой суспензии при вскрытии высокопроницаемых горизонтов;
- уменьшением расхода полимерных реагентов, по сравнению с серийно применяемыми (КМЦ, М-14) до 50 %, при приготовлении и обработках бурового раствора в процессе наклонно направленного бурения (до 40° по зенитному углу) в интервалах литологически неоднородных пород (1350-3800) м.

Научный интерес представляет «двойственность» действия полимера, заключающаяся в том, что при малых концентрациях (для 5 %-го глинистого раствора до 0,04 %) реагент «Праестол» действует как флокулянт, а при больших концентрациях является структурообразователем (рисунок 4). При изменении содержания активной твердой фазы в растворе пропорционально изменяется величина «порога коагуляции». Высокая флокулирующая активность данных полимеров обеспечивает эффективную очистку бурового раствора от выбуренной породы. Проведенные (совместно с сотрудниками ТюменНИИгипрогаз) лабораторные исследования показали, что по ингибирующей способности, а также по стойкости к механодеструкции, полимеры марки «Праестол» сопоставимы со своими аналогами, однако при этом расход (например, реагента «Праестол 2530») сокращается в 7-10 раз.

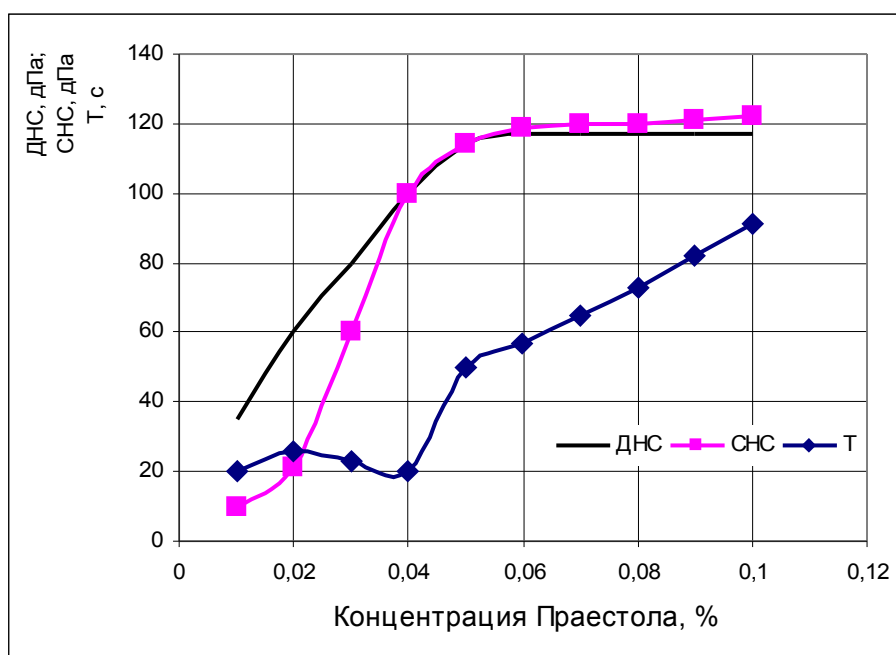


Рисунок 4 – Изменение реологических параметров 5 %-ого глинистого раствора в зависимости от концентрации реагента «Праестол» марки 2530
 ДНС – динамическое напряжение сдвига; СНС – статическое напряжение сдвига;
 Т – условная вязкость

На базе реагентов марки «Праестол» созданы эффективные технологические жидкости на безглинистой основе для глушения скважин (совместно с И.И. Клещенко, А.В. Кустышевым). Технологический раствор на его основе представляет собой дисперсную систему, дисперсионной средой которого является вода, а дисперсной фазой – полимер «Праестол», загуститель – сульфацилл, комплексообразователь – сульфат алюминия, а также алюмосиликатные микросферы для регулирования плотности раствора. Разработанная жидкость глушения химически инертна к горным породам, совместима с пластовыми водами, исключает необратимую кольматацию пор пласта твердыми частицами, не образует «барьеров» и стойких эмульсий в коллекторе, способствует гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела сред «жидкость глушения – пластовый флюид», обладает низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование, основа жидкости глушения обладает ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание. Разработанный состав жидкости реализован в технологическом регламенте по глушению газовых и газоконденсатных скважин (НД 04803457-276-2004).

В четвертом разделе приведены исследования влияния комплексной соли (хлоркалий-электролит) на свойства тампонажного раствора и сформированного из него камня. Известно, что одной из важных проблем при использовании облегченных тампонажных составов является невысокая прочность цементного камня, а также отсутствие его качественного сцепления с колонной и породами.

С целью улучшения технологических характеристик тампонажного раствора и камня в работе предложено использовать в качестве жидкости затворения раствор хлоркалий-электролита.

В процессе исследований (совместно с ДООО «Тюменбургаз») разработан облегченный тампонажный раствор при следующем соотношении ингредиентов, % масс.: портландцемент тампонажный (52-54), алюмосиликатные полые микросферы (8,8-9,9), 4-6 %-ный раствор хлоркалия – остальное.

На первом этапе производились исследования прочности на изгиб механическим способом на установке 2035 П-05. В дальнейшем исследование прочности цементного камня проводилось ультразвуковым методом. Графическое изменение прочности во времени показано на рисунке 5.

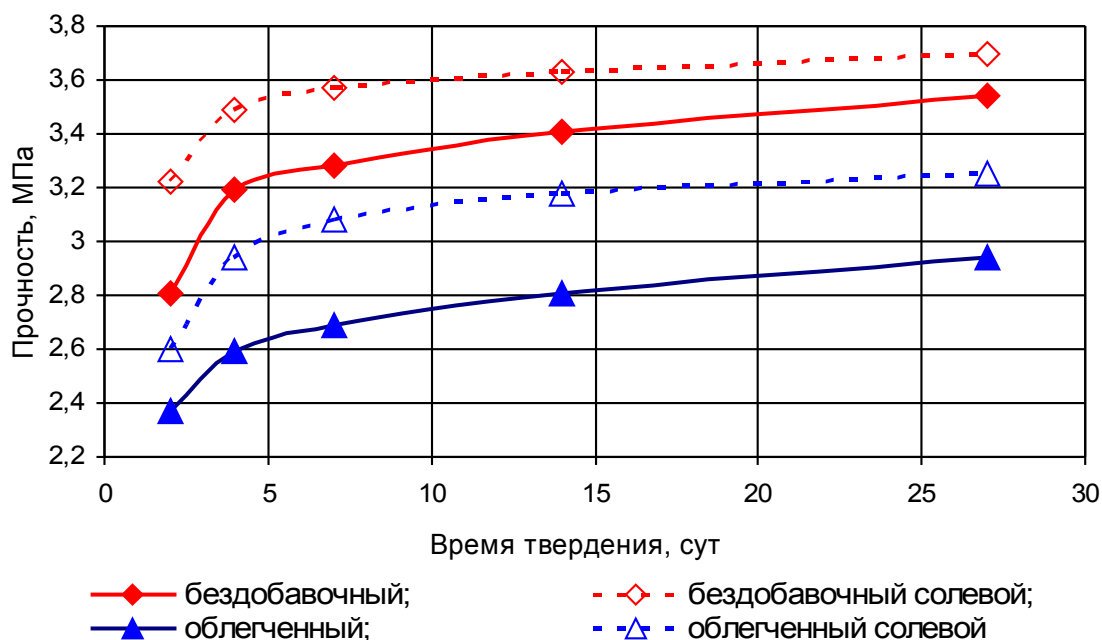


Рисунок 5 – Изменение прочности образцов цементного камня при твердении

Таким образом, использование в качестве жидкости затворения 4-6 %-го раствора хлоркалий-электролита позволяет увеличить прочность на изгиб цементного камня на ранней стадии твердения на 5-10 % для бездобавочного цементного раствора, а также на 10-15 % для облегченного раствора, содержащего алюмосиликатные микросферы. На состав получен патент РФ № 2250984.

При помощи рентгеноструктурного (рентгенофазового) анализа проведены исследования качественного и количественного минералогического и фазового состава продуктов твердения тампонажного камня.

Экспертный анализ показал, что присутствие в составе комплексной соли: катионов K^+ , Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} ускоряет кинетику структурообразования за счет увеличения интенсивности образующихся связей, уплотнения продуктов гидратации на поверхности формирующихся центров кристаллизации. При этом повышенная щелочность среды хлоркалия-электролита способствует формированию дополнительных соединений типа общехлоридов кальция и гидрохлоралюминатов, которые увеличивают прочность тампонажного камня на ранней стадии твердения. Анализ рентгенограмм (рисунок б) показывает лучшую закристаллизованность основных гидросиликатных фаз и соединений в составе тампонажного камня на более ранней стадии твердения и указывает на наличие новых соединений.

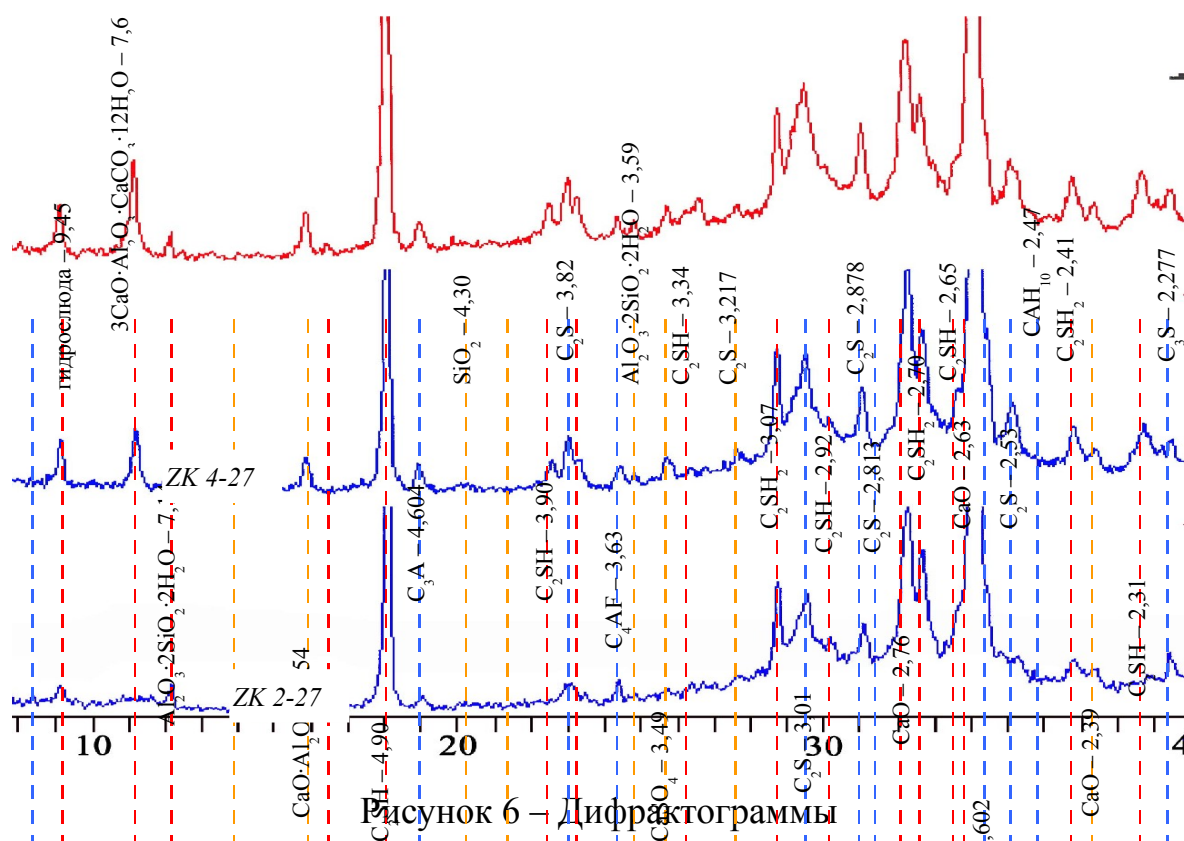


Рисунок 6 – Дифрактограммы

ZK1-27, ZK2-27, ZK4-27 – образцы бездобавочного цементного камня (ПЦТ-1-5ZK 1-27 авкой АСМ и с добавкой АСМ затворенного в солевом растворе после 27 суток твердения соответственно

20°

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Предложен новый подход к разработке составов технологических жидкостей для бурения и ремонта скважин, включающий определение поверхностного натяжения на границе раздела фаз «фильтрат-порода» с последующим определением ингибирующего эффекта на реальном керновом материале.

2. Исследовано влияние поверхностно-активных свойств технологических жидкостей, в результате которого восстановление проницаемости низкопроницаемых пород коллекторов составило более 80 %.

3. Разработаны следующие новые составы технологических жидкостей для бурения, освоения и ремонта скважин:

- гидрогель-магниевый и солевой биополимерный растворы для бурения скважин, жидкость для глушения и растепления газовых скважин на основе хлоркалий-электролита;

- гидрофобизирующий раствор для бурения скважин на основе фурфурилового спирта;

- полимерглинистый раствор для бурения скважин и жидкость глушения газовых и газоконденсатных скважин на основе реагентов марки «Праестол».

4. Изучен механизм действия комплексной соли «хлоркалий-электролита» и разработан состав облегченного тампонажного раствора, применение которого позволяет увеличить сцепление цементного камня с колонной в 1,2 – 1,3 раза.

5. Результаты исследований реализованы в виде проектных решений, методик и руководящих документов:

- Проект на строительство поисковой скважины глубиной 2500 м на Полуньяхском месторождении;

- НД 04803457-276-2004. Технологический регламент по глушению газовых и газоконденсатных скважин;

- СТО 00158223-03-2006. Технологический регламент по глушению и растеплению газовых скважин на Пунгинском ПХГ технологическими растворами на основе хлоркалия-электролита.

Основное содержание диссертации опубликовано в 47 печатных работах, основные из которых:

1. Тулубаев А.Б., Фирхов А.С., Зозуля Г.П. Разработка состава для установки блокад-экрана при ремонтно-изоляционных работах в нефтяных и газовых скважинах // Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе: Материалы Всерос. научн.-техн. конф. 21-22 ноября 2001 г. – Тюмень, Вектор Бук, 2001. – С. 22.

2. Грошева Т.В., Тулубаев А.Б., Листак М.В. Разработка гидрофобизирующих технологических жидкостей для вскрытия продуктивных пластов при бурении и ремонте скважин // Там же, – С. 23-24.

3. Шенбергер В.М., Зозуля Е.К., Попова Ж.С., Тулубаев А.Б. Разработка гидрофобизирующих ингибированных жидкостей для вскрытия продуктивных пластов при бурении и ремонте скважин // Большая нефть: реа-

лии, проблемы, перспективы: Материалы Всерос. науч.-техн. конф. – Альметьевск, АлНИ, 2001. – С. 368-373.

4. Тулубаев А.Б. Анализ эффективности применения технологий «гибких труб» при бурении и ремонте скважин на месторождениях Западной Сибири // Новые технологии в газовой промышленности: Тез. докл. IV Всерос. конф. РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина 25-27 сентября. – М., Интерконтакт наука, 2001. – С. 86.

5. Тулубаев А.Б., Медведев В.М., Кисев С.В., Зозуля Г.П. Регулирование фильтрационных свойств буровых растворов при бурении нефтяных и газовых скважин // Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий: Материалы 3 Всерос. научн.-техн. конф., посвященной 40-летию Тюменского государственного нефтегазового университета 19-20 апреля 2002 г. – Тюмень, Вектор Бук, 2002. – С. 138-140.

6. Зозуля Е.К., Листак М.В., Тулубаев А.Б. Нейтрализация отработанных буровых растворов с использованием полимеров марки «Праестол» // Там же, – С. 141-143.

7. Андреев В.С., Тулубаев А.Б., Зозуля Е.К., Медведев В.М. Анализ и исследование перспективных технологических жидкостей, используемых при строительстве и ремонте скважин // Там же. – С. 144-145.

8. Тулубаев А.Б., Герасимов Г.Т., Зозуля Е.К., Другов А.В. Анализ методов и разработка состава для изоляции водопритоков в нефтяных и газовых скважинах // Там же, – С. 148.

9. Тулубаев А.Б., Листак М.В., Чабаев Л.У. Бурдин К.В. О формировании блокад-экрана при ремонтно-изоляционных работах в нефтяных и газовых скважинах // Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий: Материалы 3 Всерос. научн.-техн. конф., посвященной 40-летию Тюменского государственного нефтегазового университета 19-20 апреля 2002 г. – Тюмень, Вектор Бук, 2002. – С. 149-150.

10. Тулубаев А.Б., Листак М.В., Молоданов Д.В. Исследование технологических жидкостей для бурения и ремонта скважин // Нефть и газ: проблемы недропользования, добычи и транспортировки: Тез. докл. Междун. научн.-техн. конф., посвященной 90-летию со дня рождения В.И. Муравленко. – Тюмень, ТюмГНГУ, 2002. – С. 115-116.

11. Листак М.В., Тулубаев А.Б., Зозуля Е.К. О нейтрализации отработанных буровых растворов с использованием полимеров марки «Праестол» // Там же, – С. 119-120.

12. Тулубаев А.Б., Зозуля Е.К., Коробейников А.Ю. Анализ и исследование перспективных технологических жидкостей, используемых при строительстве и ремонте скважин // Там же, – С. 121-122.

13. Тулубаев А.Б., Герасимов Г.Т., Зозуля Е.К. Анализ методов и разработка состава для изоляции водопритоков в нефтяных и газовых скважинах // Там же, – С. 124-125.

14. Тулубаев А.Б., Бурдин К.В., Зозуля Е.К., Листак М.В. О механизме формирования блокад-экрана при ремонтно-изоляционных работах в нефтяных и газовых месторождениях // Нефть и газ: проблемы недропользования, добычи и транспортировки: Материалы научн.-техн. конф., посвященной 90-летию со дня рождения В.И. Муравленко. – Тюмень, ТюмГНГУ, 2002. – С. 126.

15. Тулубаев А.Б., Листак М.В., Гаврилов Е.И., Кашкаров Н.Г., Коробейников А.Ю. Перспективы использования полимеров марки «PRAESTOL» при бурении и ремонте скважин // Известия вузов. Нефть и газ. – 2002. – № 6. – С. 25-28.

16. Попова Ж.С., Тулубаев А.Б. Результаты исследований реагента многоцелевого назначения для бурения и ремонта скважин // Севергеоэко-тех: Материалы Межрегион. молодежной научн. конф. – Ухта, УГТУ, 2002. – С. 89.

17. Белей И.И., Тулубаев А.Б., Зозуля Г.П., Яковлев А.В., Ермолаев М.Н. Разработка и совершенствование рецептур облегченных тампонажных растворов // Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе: Тр. Междун. научн.-техн. конф., посвященной 40-летию Тюмен-

ского государственного нефтегазового университета 25-27 сентября 2003 г. – Тюмень, ТюмГНГУ, 2003. – Т.2. – С. 12-14.

18. Зозуля Е.К., Тулубаев А.Б., Потехин Ф.С., Коробейников А.Ю. Разработка и совершенствование биополимерных солевых растворов для бурения боковых стволов из эксплуатируемых скважин // Там же, – С. 39-41.

19. Клещенко И.И., Кустышев А.В., Тулубаев А.Б., Яковлев А.В., Годзюр В.И. Исследование свойств солевых технологических жидкостей, применяемых при капитальном ремонте скважин // Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе: Тр. Междун. научн.-техн. конф., посвященной 40-летию Тюменского государственного нефтегазового университета 25-27 сентября 2003 г.– Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – Т.2. – С. 42-43.

20. Тулубаев А.Б., Листак М.В., Попова Ж.С., Зозуля Г.П. Разработка гидрофобизирующих технологических жидкостей для вскрытия продуктивных пластов при бурении и ремонте скважин // Там же, – С. 51-52.

21. Тулубаев А.Б., Годзюр В.И., Бакеев Р.А., Зозуля Г.П. Разработка состава для установки блокад-экрана при ремонтно-изоляционных работах в нефтяных и газовых скважинах // Там же, – С. 53.

22. Тулубаев А.Б., Зозуля Г.П., Годзюр В.И., Бакеев Р.А. Необходимость регулирования кислотной обработки низкопроницаемых коллекторов // Там же, – С. 54-55.

23. Тулубаев А.Б., Зозуля Е.К., Листак М.В., Лахно Е.Ю. Исследование и разработка комплекса технологических решений по повышению устойчивости глиносодержащих пород и сохранению проницаемости продуктивных пластов // Сб. тр. Института нефти и газа. Нефтегазовое направление. – Тюмень: Вектор Бук, 2004. – С. 110-115.

24. Зозуля Е.К., Тулубаев А.Б., Другов А.В., Потехин Ф.С., Кисев С.В. Разработка биополимерных солевых растворов для бурения боковых стволов из эксплуатируемых скважин // Там же, – С. 115-118.

25. Нифонтов Ю.А., Николаев Н.И., Петропавловский А.Г., Кашкаров Н.Г., Мотылева Т.А., Тулубаев А.Б. Разработка перспективных полимерных реагентов для буровых растворов и тампонажных смесей // Сб. тр.

Института нефти и газа. Нефтегазовое направление. – Тюмень: Вектор Бук, 2004. – С. 152-160.

26. Бакеев Р.А., Сизов О.В., Клещенко И.И., Тулубаев А.Б., Зозуля Е.К. Состав технологического раствора для глушения газовых и газоконденсатных скважин // Там же, – С. 179-181.

27. Сизов О.В., Бакеев Р.А., Кряквин Д.А., Тулубаев А.Б., Попова Ж.С., Зозуля Е.К. Восстановление ствола расконсервируемых газовых скважин при наличии в разрезе многолетнемерзлых пород // Там же, – С. 181-183.

28. Пат. 2254447 РФ, МПК⁷ Е 21 В 37/06. Способ растепления газовой скважины / Г.П. Зозуля, И.И. Клещенко, Р.А. Бакеев, И.А. Кустышев, А.В. Яковлев, М.Н. Ермолаев, А.Б. Тулубаев, И.Д. Галимьянов (Россия). – № 2004100495; Заявлено 05.01.2004; Оpubл. 20.06.2005, Бюл. № 17.

29. Пат. 2250984 РФ, МПК⁷ Е 21 В 33/138. Облегченный тампонажный раствор / Г.П.Зозуля, И.И. Белей, А.Б. Тулубаев, Е.К.Зозуля, Р.А. Бакеев, Ф.С. Потехин, А.В. Яковлев, М.Н. Ермолаев, И.Д. Галимьянов, Е.Г. Казаков (Россия) – № 2004100496; Заявлено 05.01.2004; Оpubл. 27.04.2005, Бюл. № 12.

Соискатель

А.Б. Тулубаев

Подписано к печати _____ 2006 г.

Заказ № _____

Формат 60 × 84 ¹/₁₆

Отпечатано на RISO GR 3750

Бум. писч. №1

Уч.-изд. л.

Усл. печ. л.

Тираж 100 экз.

Издательство «Нефтегазовый университет»
 Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
 «Тюменский государственный нефтегазовый университет»
 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38
 Отдел оперативной полиграфии издательства «Нефтегазовый университет»
 625039, Тюмень, ул. Киевская, 52