

**Азербайджанский Государственный Университет Нефти и
Промышленности**

На правах рукописи

Алекпер Багир оглы Сулейманов

**РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ РЕЦЕПТУР БУРОВЫХ
РАСТВОРОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ
ПЛАСТОВ**

Специальность 2523.01 – «Технология бурения скважин»

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации на соискание ученой степени
доктора философии по техническим наукам

БАКУ – 2017

Работа выполнена в Азербайджанском Государственном Университете
Нефти и Промышленности

Научный руководитель:

доктор технических наук
Э.А. Кязимов

Официальные оппоненты:

доктор технических наук
Э.М. Сулейманов

кандидат технических наук
А.А. Багиров

Ведущая организация:

Институт Нефти и Газа НАНА

Защита диссертации состоится « 02 » июня 2017 г. в 12⁰⁰ часов на заседании Диссертационного Совета D.02.141 при Азербайджанском Государственном Университете Нефти и Промышленности по адресу: AZ 1010, Баку, проспект Азадлыг, 34.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности.

Автореферат разослан « » апреля 2017 г.

Отзывы в двух экземплярах, заверенные гербовой печатью, просим направлять по указанному адресу Ученому Секретарю Диссертационного Совета.

**Ученый секретарь
Диссертационного Совета
D.02.141, к.т.н., доцент**

А.В. Мамедов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Вскрытие бурением продуктивных пластов относится к числу трудных и ответственных процессов, охватывающих комплекс технологических мероприятий в цикле строительства скважин. От качественного выполнения указанного этапа в бурении во многом зависит дебит скважины и перспективность месторождения. Весьма актуальна данная проблема для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами, пониженными поровыми и пластовыми давлениями, с трудноизвлекаемыми углеводородными запасами, к числу которых относятся многие месторождения республики. Из-за отрицательного воздействия компонентного состава буровых растворов и других технологических жидкостей на коллекторы и фильтрационно-ёмкостные показатели пласта наблюдается резкое снижение величины коэффициента нефтеотдачи пластов, рост стоимости работ освоения скважины.

Благодаря значительному вкладу отечественных и зарубежных ученых разработаны научные и практические основы решения проблем в области управления свойств буровых растворов и технологических жидкостей, применяемых в процессе вскрытия и освоения скважин в аномальных гидро-термодинамических условиях.

Несмотря на достигнутые успехи, разработка новых экологически чистых и экономически выгодных реагентов, утяжелителей и технологий регулирования свойств буровых растворов, является весьма актуальной задачей.

Цель работы - разработка и применение новых рецептур буровых растворов и технологических жидкостей для повышения качества вскрытия продуктивных пластов.

Основные задачи исследования

- анализ современного состояния методов и технологических средств для вскрытия бурением продуктивных горизонтов в аномальных условиях;
- поиск и исследование исходного сырья и компонентов для получения экологически чистого реагента и утяжелителя с целью регулирования свойств буровых растворов;
- разработка экологически чистого реагента и состава бурового раствора на его основе для бурения потенциально неустойчивых глиносодержащих продуктивных горизонтов;
- разработка состава утяжеленного бурового раствора на основе строительных отходов;
- разработка составов перфорационных жидкостей для заканчивания скважин в аномальных условиях;
- разработка состава жидкостной ванны для ликвидации осложнений во время прихвата бурильного инструмента;
- опытно-промышленное внедрение предложенных технологий в процессе строительства скважин.

Методы решения поставленных задач

Поставленные задачи решались путем проведения комплекса экспериментальных и промысловых исследований, обработкой результатов с использованием современного программного обеспечения.

Научная новизна

- разработан экологически чистый и экономически выгодный реагент для регулирования свойств высокоминерализованных буровых растворов;
- разработан композиционный состав для утяжеления буровых растворов в аномальных условиях;
- разработана нанобитумная композиция для вскрытия бурением продуктивных пластов;
- разработаны составы перфорационных жидкостей для заканчивания скважин;
- разработан состав жидкостной ванны с наноПАВ для ликвидации прихвата в процессе его возникновения.

Основные защищаемые положения

1. Композиционные составы для утяжеления буровых растворов с необходимыми структурно-реологическими свойствами;
2. Экологически чистый реагент-понижитель вязкости для регулирования структурно-механических и коллоидно-химических свойств буровых растворов;
3. Составы перфорационных жидкостей для освоения продуктивных пластов;
4. Композиционные наноструктурированные составы для освобождения прихвата бурильного инструмента;
5. Нанобитумная композиция для вскрытия продуктивных пластов.

Практическая значимость результатов работы

Разработана опытно промышленная установка по выпуску таниновых реагентов на основе сертификата соответствия № AZ 031.26.01.05998.15 с целью регулирования свойств буровых растворов.

Разработанная нанобитумная композиция успешно внедрена на скв. №773 площади «Банка Дарвина» и скв. № 115 площади «Чилов».

Реагент TR–5 успешно прошел лабораторное испытание в исследовательском институте нефтяной промышленности Ирана (RIPI).

Апробация работы

Материалы, составляющие основное содержание диссертации докладывались и обсуждались на:

- 5-ой Международной молодежной научно-практической конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» Москва, ООО "Газпром ВНИИГАЗ", Москва, 19-23 ноября 2013 г.;
- на научно-техническом семинаре "Актуальные вопросы разработки нефтяных оторочек на газовых и газоконденсатных месторождениях", посвященному 66-летию со дня основания ООО "Газпром ВНИИГАЗ", Москва, 4 июня 2014 г.;

- на конференции «Казанская ярмарка» в «Татнефтехиминвест-холдинг», ОАО «ТАИФ», ЗАО «Нефтеконсорциум», Татарстанском отделении ЦКР Роснедра по УВС, ОАО, Казань, 2-3 сентября 2015 г.;

- на международной научно-технической конференции, посвященной памяти академика А.Х.Мирзаджанзаде, Уфа, УГНТУ, 16-18 ноября 2016 г.

Публикации

По материалам диссертации опубликовано 16 трудов, из которых 8 статей, 4 тезиса, 2 патента Азербайджанской Республики и 2 патента Российской Федерации.

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, списка литературы, включающего 197 наименований и 7 приложений. Работа изложена на 208 страницах, содержит 23 таблицы и 39 рисунков.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы, сформулированы цель, основные задачи и указана ее практическая ценность.

В первой главе диссертации представлен подробный анализ осложнений, возникающих при строительстве нефтегазовых скважин на месторождениях Азербайджана, где бурение ведется в сложных горно-геологических условиях. Потеря устойчивости горных пород, поглощение бурового раствора, нефте-газо-водопроявления являются характерными осложнениями для месторождений, как на суше, так и на море. Показано, что многие проблемы, связанные с осложнениями и авариями в цикле строительства скважин, решаются путем правильного выбора типа буровых растворов и технологических жидкостей, являющиеся сложными коллоидными системами с характерными структурно-механическими и коллоидно-химическими свойствами.

На основе анализа данных по бурению с охватом 2000 – 2015 гг., применением метода трехмерного моделирования получены эмпирические зависимости изменения коммерческой скорости по годам и проходкам, количествам аварий, коэффициентам аварийности, а также времени, затраченному на ликвидацию аварий. Дан ретроспективный анализ современного состояния изученности работ в области приготовления и управления свойств буровых растворов, применяемых в процессе вскрытия продуктивных пластов. На основе методологического подхода сформулированы основные задачи исследований, которые направлены на решение проблем повышения качества вскрытия бурением и заканчивания скважин с использованием экологически чистых и экономически выгодных технологий.

Вторая глава посвящена разработке и исследованию новых рецептур буровых растворов и технологических жидкостей для повышения качества вскрытия продуктивных пластов. С учетом проницаемости, пористости и мощности пласта, производительности насосов, перепада давления, а также

свойств бурового раствора предложена эмпирическая зависимость для определения радиуса проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Оценены радиусы проникновения фильтратов различных типов буровых растворов, а именно, лигносульфонатного, полимерлигносульфонатного, хлоркалиевого, приготовленных на основе традиционных реагентов, а также синтетического и нефтяного буровых растворов компании «M-I SWACO» на примере скважин, пробуренных на свите "Перерыва" месторождения "Гюнешли" на глубине 3500 м, толщиной продуктивного горизонта равной 50 м, пористостью 24%, проницаемостью 10,3 мД, карбонатностью 8%.

С целью получения информации о поведении образцов глин в процессе ползучести при одноосном сжатии в контакте с различными растворами предложена методика, учитывающая связь между вертикальными и горизонтальными деформациями во времени. Были спланированы исследования на экспериментальной установке с рабочей камерой, имеющей три отверстия для индикаторов часового типа, сдвинутых друг относительно друга на 120^0 . После помещения образца в центре камеры и его осевого нагружения устанавливаются индикаторы вертикальной и горизонтальной деформации, которые фиксируются стопорными винтами с таким расчетом, чтобы был достаточный запас хода ножки в обе стороны. Затем в камеру через специальное отверстие в крышке заливается определенный объем жидкости, отмечается время начала опыта, и через равные промежутки времени снимаются показания с четырех индикаторов. Для хорошего контакта с боковой поверхностью образца регулировочный винт ножки индикатора, имеющий вид конуса, заменен на цилиндрический. Опыты проводили на образцах гидрослюдисто-каолининовой глины с влажностью 10 %. Образцы диаметром 25 мм и высотой 32 мм изготавливались на прессе при давлении 80 МПа в течение 10 минут. Время набора давления с момента движения поршня пресс-формы составляло 30-40 секунд. Прочность образцов составляла 4 МПа. Изучены зависимости вертикальных и горизонтальных деформаций образцов от времени при контакте с водой и 2,5%-ными водными растворами полипропиленгликоля (ППГ) с CaCl_2 и KCl . На основе проведенных опытов было установлено, что буровой раствор на нефтяной основе, хлоркалиевые и гликолевые буровые растворы в отличие от суспензий, углещелочных, торфощелочных, лигносульфонатных, силикатных растворов обладают минимальной скоростью увлажнения исследуемых глин.

В современных условиях бурения нефтяных и газовых скважин необходимо уделять особое внимание к подбору рецептур буровых растворов с повышенной плотностью. Предложена композиция мраморной пыли с известняком и металлическими наночастицами (композиционный утяжелитель). Проведенными анализами определено, что средняя плотность композиции мраморной пыли с известняком составляет 2730 кг/м^3 , содержание водорастворимых компонентов 0,15%. Остаток на сите № 009 составляет 0,2-0,4%. Влажность композиции утяжелителя не превышает 0,29%, а абразивность составляет 0,3. Установлено, что для достижения необходимой плотности бурового раствора ($\rho=1500\text{-}1690 \text{ кг/м}^3$) требуется

несколько меньше барита, чем композиционного утяжелителя. Однако за счет высокой абразивности барита в раствор требуется вводить огромное количество понизителя вязкости, стабилизирующей добавки, пеногасителя и других реагентов и профилактических добавок. При обработке бурового раствора композиционным утяжелителем на использование дорогостоящих реагентов и материалов нет необходимости, так как этот материал придает буровому раствору необходимые смазывающие и тиксотропные свойства.

Многообразие полученных экспериментальных данных реологических кривых буровых растворов, обработанных различными утяжелителями, в некоторых случаях затрудняет выявить наиболее эффективный из них. Для упрощения этой задачи было предложено использование коэффициента эффективности бурового раствора, являющейся величиной отношения динамического напряжения сдвига к эффективной вязкости.

Предложенный коэффициент играет важную роль при строительстве скважин. Учитывая, что неудовлетворительные реологические свойства утяжеленных буровых растворов приводят к существенному снижению механической скорости бурения, различным авариям и осложнениям, этот коэффициент играл преваляющую роль в исследованиях. С ростом коэффициента эффективности увеличивается транспортирующая способность потока, а также гидродинамическое давление струи бурового раствора, что обеспечивает более эффективное разрушение горных пород на забое и рост механической скорости бурения. При этом высокие значения коэффициента эффективности желательно поддерживать за счет снижения эффективной вязкости, которая характеризует ту действительную вязкость, которой обладает буровой раствор при скорости сдвига, имеющей место в кольцевом пространстве скважины, в бурильных трубах или в промывочных каналах породоразрушающего инструмента, а не увеличения его динамического напряжения сдвига. Выявлены зависимости изменения коэффициента эффективности бурового раствора с утяжелителями от их плотности. Благодаря управляемым реологическим параметрам коэффициент эффективности бурового раствора с композиционным утяжелителем находится в пределах 405-510, а с баритовым утяжелителем в пределах 375-500.

С целью сохранения естественной проницаемости и пористости в околоскважинной зоне продуктивного горизонта гидродинамическая связь в системе «скважина – пласт» должна отвечать конкретным требованиям. При этом коллекторские свойства эксплуатируемой призабойной зоны пласта не должны подвергаться деформационным процессам, как на стадии первичного, так и вторичного его вскрытия. Особое внимание на стадии решения данной проблемы необходимо уделять перфорационным технологиям, а именно обеспечению условий перфорации с сохранением гидродинамического равновесия в продуктивной зоне горизонта.

Разработаны новые составы перфорационных жидкостей, включающие в себя растворы различных электролитов и композицию поверхностно активных веществ с наночастицами алюминия (наноПАВ). Изучены

зависимости изменения поверхностного натяжения растворов различных технологических жидкостей без и с композицией наноПАВ в зависимости от их плотности. С целью оценки эффективности влияния новых технологических жидкостей на керновые образцы горных пород, отобранных из различных морских месторождений Азербайджана (в частности «Гюнешли» и «Нефт Дашлары») были проведены серии экспериментальных исследований. Опыты осуществлялись на установке, которая позволяла определять проницаемость пород по воздуху, воде, фильтратам буровых растворов, а также технологическим жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных горизонтов. Результаты исследований по гранулометрическому составу образцов кернов для свиты «Перерыва» месторождения «Гюнешли» были следующими: песчаники – 20%, пески – 35%, алевриты – 15%, глины – 30% при пористости 15%, а для свиты «Перерыва» месторождения «Нефт Дашлары»: песчаники – 15%, пески – 30%, алевриты – 25%, глины – 30% при пористости 24%. Основная идея проведения исследований была направлена на то, что если технологическая жидкость перфорации не окажет существенного влияния на естественную проницаемость кернового образца, то ее применение в реальных условиях освоения позволит максимально предотвратить загрязнения пор.

Эксперименты проводились в следующей последовательности: формирование пористой среды в колонке длиной 0,85 м, диаметром 0,028 м; определение проницаемости образца по воздуху; насыщение пористой среды модели пласта керосином с одновременным термостатированием при температуре 353 К и выдерживанием в стабильных термобарических условиях; определение первоначальной проницаемости образца керна по керосину. При непрерывном термостатировании керосин вытеснялся предложенной перфорационной жидкостью, после чего повторно перекрывался вход и выход колонки при тех же условиях. Изменяя направление фильтрации на первоначальное прокачивали через керн керосин. После достижения стабильных параметров фильтрации определяли конечную проницаемость керна по керосину. С целью получения сравнительных анализов пользовались перфорационными жидкостями с композицией наноПАВ, которая представляла собой состав Сульфанола с металлическими нано частицами, размерами 40-60 нм и без нее. Для каждого образца керна вычисляли коэффициент восстановления проницаемости. В качестве технологических жидкостей были представлены следующие составы: раствор хлористого натрия с плотностью 1100 кг/м³, поверхностным натяжением 68 мН/м, этот же раствор с композицией наноПАВ плотностью 1096 кг/м³, поверхностным натяжением 40,3 мН/м; раствор хлористого кальция с плотностью 1400 кг/м³, поверхностным натяжением 81 мН/м, этот же раствор с композицией наноПАВ плотностью 1395 кг/м³, поверхностным натяжением 49 мН/м; раствор бромиды кальция с плотностью 1650 кг/м³, поверхностным натяжением 76,5 мН/м, этот же раствор с композицией наноПАВ плотностью 1625 кг/м³, поверхностным натяжением 56 мН/м; фильтраты бентонитовой водной суспензии на морской воде поверхностным

натяжением 67 мН/м, лигносульфонатного бурового раствора поверхностным натяжением 62 мН/м, и известкового бурового раствора поверхностным натяжением 76,5 мН/м. Установлено, что с повышением активности составов технологических жидкостей увеличивается коэффициент восстановления проницаемости.

В различные периоды развития отечественной нефтяной индустрии были разработаны и внедрены многочисленные химические реагенты, некоторые из которых широко известны по сегодняшний день. Среди этих препаратов были и реагенты растительного происхождения. Классиками советской и азербайджанской школ буровых растворов были созданы несколько реагентов на основе танинов. В этих и других работах выявлено, что танины содержатся в различных растениях и составляют до 30%-ов. Танины экстрагируются из измельченного растительного сырья горячей водой, иногда дополнительно сульфировются, концентрируются в многокорпусных выпарных аппаратах и высушиваются. Содержание танинов в сухом продукте 70-80%. Гранатовые корки содержат большое количество дубильных (около 30 %), белковых и безазотистых экстрактивных веществ.

Недостатками таниновых реагентов, несмотря на определенный ассортимент, является их несолестойкость. Именно с помощью этих реагентов можно было бы управлять структурно-механическими и коллоидно-химическими свойствами буровых растворов, приготовленных на пресной и морской воде. Поэтому одной из главных задач, стоящей перед нами была разработка термосолестойкого реагента.

С целью управления свойств буровых растворов были предложены новые составы таниновых реагентов TR-4, для средней степени минерализации и TR-5, для высокой степени минерализации в следующем масс. %: таниносодержащее вещество 64–73, бикарбонат натрия 20–30, вода – остальное, а также таниносодержащее вещество 55–65, бикарбонат натрия 18–22, пероксид водорода 16–20, едкий калий 2–3, вода остальное. Реагент имеет следующие константы: плотность, кг/м³ – 1650; влажность, % – 15; pH 10%-ного водного раствора – 9,0; поверхностное натяжение, мН/м – 43,5; агрегативное состояние – сухой; цвет – темно-коричневый; степень безопасности – экологический чистый.

Спроектирована опытно-промышленная установка, позволяющая приготовить предложенный реагент, где таниновый состав, 5-%-ный бикарбонат натрия и 30 %-ая перекись водорода размещаются в соответствующих емкостях. Эти емкости имеют прямой доступ к реактору, где осуществляется процесс приготовления реагента. Указанные компоненты порциями поступая в реактор подвергаются интенсивному перемешиванию при температуре 90-100⁰ С в течении 4-х часов. После получения однородной массы полученная смесь обрабатывается 2%-ой щелочью калия и процесс перемешивания продолжается дополнительно 2 часа. Полученная продукция направляется в центрифугу, где освобождается от твердой фазы, после чего фильтруется в приемной емкости. С помощью насоса готовая продукция, которая представлена в жидком виде, направляется в паровой агрегат для

полного выпаривания и получения в конечном итоге реагента. Полученный реагент представляет собой темно-коричневую пыль с размерами частиц 0,25-0,30 мм. Были проведены сравнительные анализы реагента TR-5 с зарубежными аналогами и выявлено, что реагент по эффективности действия находится на уровне российского ФХЛС и американского FCL. Реагент является солестойким и позволяет регулировать реологические показатели буровых растворов, приготовленных, как в пресной, так и в минерализованной воде.

Повышение эффективности и качества бурения, получение высоких технико-экономических показателей в основном зависят от успешности преодоления осложнений и аварий, возникающих в процессе строительства нефтегазовых скважин. Одним из самых распространенных видов осложнений при проводке скважин является прихват колонны бурильных труб, связанный в основном с набуханиями и обвалами неустойчивых горных пород, в связи с чем вопросам предупреждения прихватов бурильных колонн, а также способам ликвидации последствий осложнений отводится первостепенная роль. Предложен состав жидкостной ванны для освобождения прихваченной колонны труб, состоящий из воды и композиции ПАВ. Композиция состояла из пропиленгликоля, нефти, каустической соды и наночастиц алюминия, размерами 60-80 нм, при следующем соотношении масс. %: нефть 25-30; пропиленгликоль 45-50; каустическая сода 8-10; наночастицы алюминия 0,0001 - 0,001; вода - остальное. Преимуществом предлагаемого состава является то, что он за счет минимального поверхностного натяжения, проникая в зону прихвата, смягчает и разрушает набухший слой породы, уменьшая трение при контакте колонны труб с породой, позволяет освободить прихваченную колонну труб. Разработанная жидкостная ванна исследовалась на экспериментальной установке, позволяющей проведение опытов при температурах 25-80⁰С и давлении 0,5-2,5 МПа. Экспериментальная установка состояла из баллона высокого давления с редуктором, позволяющим создавать требуемое давление внутри камеры, которая термостатировалась термостатом. Перед проведением опытов в нижней части камеры размещалась толстая глинистая корка лигносульфонатного бурового раствора, приготовленного из гидрослюдисто-каолининовой глины. В качестве жидкостных ванн большее предпочтение отдавалось композициям, предназначенным для освобождения прихваченных колонн труб, известных из литературных источников, а также практики бурения. Эффективность той или иной жидкостной ванны оценивалась по времени стабилизации отфильтрованной жидкости (в частности жидкостной ванны) через глинистую корку. В указанных термобарических условиях время разрушения фильтрационной корки с жидкостной ванной, состоящей из нефти, составило 190 мин., с добавками нефти и каустической соды время сократилось до 90 мин. Для известных ванн, состоящих из композиций нефть с ПАВ и нефть с графитом исследуемое время соответствовало 150 и 175 минутам. Представлял интерес влияние нефти с металлическими наночастицами, а также нефти с каустической содой и наноПАВ на процесс

разрушения глинистой корки. Состав жидкостной ванны, состоящей из нефти с каустической содой, обработанный наноПАВ имеет сверхмалое время разрушения глинистой корки, что составило 35 мин. Для выявления механизма действия исследуемых жидкостных ванн были проведены дополнительные исследования по определению поверхностного натяжения отфильтрованных жидкостных ванн. Установлено, что составы, обработанные с наноПАВ, характеризуются наименьшими значениями поверхностного натяжения на границе с воздухом и находятся в пределах 36,8-39,2 мН/м, что на 22-25% меньше по сравнению с обычными жидкостными ваннами. Также рекомендовано использование нового состава жидкостной ванны в качестве смазочной добавки в процессе обработки бурового раствора.

Разработана новая композиция, состоящая из битума, дизельного топлива и металлических наночастиц, выполняющая функцию поверхностно активного вещества. Оригинальность этой композиции в условиях бурения на суше заключается в том, что состав можно приготовить не только в заводских условиях, но и около бурящейся скважины и направлять в очищенный буровой раствор. При разработке этой композиции был учтен и факт, что в Азербайджане имеются залежи битума и целесообразно буровой раствор на водной основе заменить раствором на углеводородной основе с целью предотвращения загрязнения продуктивных горизонтов. В разработанной рецептуре бурового раствора в качестве поверхностно-активного вещества было предложено использование нано частиц алюминия в размерах 40-60 нм, плотностью 1200 кг/м³, удельной поверхностью 15,5 м²/г, температурой плавления 640°C. Роль носителя нано частиц выполнял природный битум Самухского месторождения республики с конденсатом. Интенсивное перемешивание битума с конденсатом и нано частицами в соотношениях 1,0:0,5:0,001 позволяло получение композиции. Полученный состав нано битумной композиции (НБК) имел плотность 820 кг/м³ при 298 К, эффективную вязкость 3,68 мПа·с, динамическое напряжение сдвига 3,96 Па, водородный показатель 8,74, поверхностное натяжение на границе с воздухом равным 43,2 мН/м, а на границе с жидкостью 23,8 мН/м. Проведенные лабораторные эксперименты позволили нам выявить весьма интересные эффекты при добавлении нанобитумной композиции в буровой раствор, а именно его термостойкость, что позволило использование последнего в процессе вскрытия бурением продуктивных отложений на бурящихся скважинах Азербайджана. Хотя добавление композиции к циркулирующему буровому раствору несколько увеличивало реологические показатели в поглощающих горизонтах, однако существенное снижение коэффициента трения фильтрационной корки позволяло беспрепятственное передвижение инструмента и бурильной колонны в стволе. Анализ показал, что после добавления композиции в процессе обработки бурового раствора проявляются упругие и дополнительные вязкостные свойства. В настоящее время разработанная композиция успешно применяется в процессе бурения скважин на суше Азербайджана.

Третья глава посвящена промысловым испытаниям разработанных технологий в процессе строительства скважин. На сегодняшний день основная часть бурения скважин в Азербайджане осуществляется на море в условиях аномально высоких пластовых давлений. Однако в Азербайджане много месторождений на суше, находящихся на поздней стадии разработки. В настоящее время и на этих месторождениях проводятся буровые работы. В начальной стадии эксплуатации эти скважины имели большой дебит, однако падение пластового давления сказалось в их режимах и суточный дебит может составить от 5 до 10 м³ в сутки. При бурении скважин на этих месторождениях необходимо уделять особое внимание правильному подбору рецептуры бурового раствора и особенно плотности, вязкости, статическому напряжению сдвига, пластической вязкости, pH. Немаловажно управление триботехнологическими свойствами бурового раствора, так как коэффициент трения фильтрационной корки играет важную роль в беспрепятственном передвижении долота и бурильной колонны в стволе скважины. Целесообразно использование малоглинистых или безглинистых буровых растворов, особенно для минимального загрязнения пор коллекторов в условиях аномально низких пластовых давлений. Было принято решение о внедрении наноструктурированного бурового раствора на скважинах месторождения «Банка Дарвина». Внедрение наноструктурированного раствора проводилось 25.06.2015 года на скважине №773 площади «Банка Дарвина» (площадка № 670) с проектной глубиной 1520 м. Внедрение проводилось при спуске 244,5 мм-ой технической колонны на глубину 1230 м. В процессе спуска технической колонны буровой раствор был обработан наноструктурированным реагентом.

До внедрения параметры бурового раствора были следующими:

$\rho=1430 \text{ кг/м}^3$, $T=105 \text{ с}$, $F=4,5 \text{ см}^3/30 \text{ с}$, $\delta=1,0 \text{ мм}$, $\text{CHC}_{1/10}=66/96 \text{ дПа}$, $\text{pH}=9,0$, $\mu=0,1584$, $\eta_{\text{пл}}=30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $\eta_{\text{эф}}=16,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $\tau_0=156 \text{ дПа}$.

После внедрения параметры бурового раствора:

$\rho=1410 \text{ кг/м}^3$, $T=85 \text{ с}$, $F=5,0 \text{ см}^3/30 \text{ с}$, $\delta=1,0 \text{ мм}$, $\text{CHC}_{1/10}=24/54 \text{ дПа}$, $\text{pH}=10$, $\mu=0,0875$, $\eta_{\text{пл}}=31 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $\eta_{\text{эф}}=13,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $\tau_0=106,2 \text{ дПа}$.

С помощью наноструктурированного раствора 244,5 мм-ая техническая колонна была доведена на глубину 1230 м без осложнений.

Внедрение наноструктурированного раствора проводилось 11.07.2015 года на той же скважине №773. Очередное внедрение проводилось при спуске 168,3 мм-ой обсадной колонны на глубину 1520 м. В процессе спуска обсадной колонны буровой раствор был повторно обработан наноструктурированным реагентом.

До внедрения параметры бурового раствора были следующими:

$\rho=1350 \text{ кг/м}^3$, $T=60 \text{ с}$, $F=4,0 \text{ см}^3/30 \text{ с}$, $\delta=1,0 \text{ мм}$, $\text{CHC}_{1/10}=21/36 \text{ дПа}$, $\text{pH}=9,0$, $\mu=0,1051$, $\eta_{\text{пл}}=14,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $\eta_{\text{эф}}=25 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $\tau_0=145 \text{ дПа}$.

После внедрения параметры бурового раствора:

$\rho=1340 \text{ кг/м}^3$, $T=50 \text{ с}$, $F=3,8 \text{ см}^3/30 \text{ с}$, $\delta=1,0 \text{ мм}$, $\text{CHC}_{1/10}=15/30 \text{ дПа}$, $\text{pH}=9,0$, $\mu=0,0599$, $\eta_{\text{пл}}=14 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $\eta_{\text{эф}}=24 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $\tau_0=127 \text{ дПа}$.

С помощью наноструктурированного раствора 168,3 мм-ая обсадная колонна была спущена без осложнений на глубину 1520 м.

Внедрение также было осуществлено при бурении скв. № 115 площади «Чилов».

При расчете экономической эффективности наноструктурированной композиции были учтены такие факторы, как время, затраченное на ликвидацию осложнений, расход материалов и их цены, используемые для ликвидации осложнений, цена 1 тонны поглощенного бурового раствора и 1 часа эксплуатации бурового оборудования.

Выводы и рекомендации

1. Разработаны экологически чистые и экономически выгодные щелочные реагенты TR-4 и TR-5, позволяющие регулировать структурно-механические свойства средне и высокоминерализованных буровых растворов, применяющихся при бурении потенциально неустойчивых глинистых отложений.

2. С целью сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в процессе вскрытия бурением скважин, в замен традиционных утяжелителей, разработан композиционный состав, не создающий в пласте нерастворимые соли.

3. Для регулирования триботехнологических свойств буровых растворов разработана нанобитумная композиция, позволяющая наряду со снижением коэффициента трения фильтрационной корки, регулировать реологические и коллоидно-химические показатели.

4. Предложены рецептуры перфорационных жидкостей в широких пределах их плотности с низкими значениями поверхностного натяжения, в состав которых входит наноПАВ, позволяющий сохранить коллекторские свойства продуктивных горизонтов на стадии их освоения.

5. На основе наноПАВ разработан новый состав жидкостной ванны, для ликвидации прихватов в процессе бурения, характеризующийся эффективностью действия до 82,5%, за счет низкого поверхностного натяжения. Также показана целесообразность использования состава жидкостной ванны в качестве смазочной добавки в процессе обработки бурового раствора.

6. Разработанная нанобитумная композиция успешно внедрена на скв. №773 площади «Банка Дарвина» и скв. № 115 площади «Чилов», которые были доведены без осложнений до проектной глубины.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих печатных работах:

1. К вопросу вскрытия продуктивных пластов в процессе бурения //Азербайджанское Нефтяное Хозяйство, 2012, № 9, с. 58 – 61.

2. О подборе рецептов буровых растворов при бурении глиносодержащих горных пород //Азербайджанское Нефтяное Хозяйство, 2012, № 12, с. 17 – 20.

3. Разработка и исследование новой жидкостной ванны для борьбы с прихватами бурильных труб при бурении скважин //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2013, № 6, с. 24-27.

4. Разработка и исследование новой технологической жидкости для повышения эффективности вторичного вскрытия пласта //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2013, № 9, с. 35-38. (соавтор Э.А.Кязимов)

5. О сохранении устойчивости и качественном вскрытии продуктивных пластов при бурении. Сборник трудов 5-ой Международной молодежной научно-практической конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» Москва, 19-23 ноября, 2013.

6. Некоторые результаты исследований нового химического реагента для регулирования свойств буровых растворов //Бурение и нефть, 2013, № 9, с. 32 – 35.

7. К вопросу утяжеления буровых растворов при бурении скважин //Узбекский журнал нефти газа, 2014, № 2, с. 19 – 23.

8. Разработка и исследование новых технологических жидкостей для повышения эффективности вторичного вскрытия пласта. Доклады научно-технического семинара "Актуальные вопросы разработки нефтяных оторочек на газовых и газоконденсатных месторождениях", посвященного 66-летию со дня основания ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 4 июня 2014 г., с.39.

9. К вопросу борьбы с прихватом бурильных труб в бурении скважин /Министерство промышленности и торговли Российской Федерации, Аппарат Президента Республики Татарстан, Российская академия наук, Академия наук Республики Татарстан, ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг», ОАО «ТАИФ», ЗАО «Нефтеконсорциум», Татарстанское отделение ЦКР Роснедр по УВС, ОАО «Казанская ярмарка» 2-3 сентября 2015 г, с. 288-289.

10. Опыт внедрения битумной композиции для вскрытия продуктивного горизонта //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2015, № 8, с. 37-39. (соавтор Э.А.Кязимов)

11. Способ приготовления реагента для химической обработки бурового раствора //Патент Российской Федерации № 2567574, 2015. (соавторы: Кязимов Э.А., Алиев Н.М., Байрамова Ш.С.)

12. Состав жидкостной ванны для освобождения прихваченной колонны труб //Патент Российской Федерации № 2564424, 2015. (соавторы: Кязимов Э.А., Алиева М.Г., Искендеров Ч.Т.)

13. Исследование ингибирующих свойств буровых растворов с наночастицами меди //SOCAR Proceedings, 2016, № 2, с.13-17. (соавтор Кязимов Э.А.)

14. Tutulmuş boru kəmərlərinin azad edilməsi üçün maye hövzəsinin tərkibi //Azərbaycan Respublikasının Patenti İ 2016 0075, 2013. (həmmüəlliflər: Kazımov E.A., Əliyeva M.H., İskəndərov Ç.T.)

15. Qazma məhlulunun kimyəvi işlənməsi üçün reagent //Azərbaycan Respublikasının Patenti İ 2016 0077, 2013. (həmmüəlliflər: Kazımov E.A., Əliyev N.M., Bayramova Ş.S.)

16. О механизме воздействия буровых растворов на механические характеристики горных пород. Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной памяти академика А.Х.Мирзаджанзаде. Уфа, УГНТУ, 16-18 ноября 2016 г., с. 257-261. (соавторы: Кязимов Э.А., Алиев Н.М.)

Личный вклад соискателя

Работы [1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9] выполнены самостоятельно, в работах [4, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16] проведение экспериментальных исследований, обработка полученных результатов.

**MƏHSULDAR LAYLARIN AÇILMA KEYFİYYƏTİNİN ARTIRILMASI
MƏQSƏDİ İLƏ QAZMA MƏHLULLARININ VƏ TEXNOLOJİ
MAYELƏRİN YENİ TƏRKİBLƏRİNİN İŞLƏNMƏSİ VƏ TƏTBİQİ**

XÜLASƏ

Məhsuldar layların qəza və mürəkkəbləşmələrsiz qazılması istifadə olunan qazma məhlullarının və texnoloji mayelərin komponent tərkibindən, struktur-mexaniki və kolloid-kimyəvi xassələrindən xeyli dərəcədə asılıdır. Quyu tikintilərində bu amillərin tənzimlənməsi məqsədi ilə texnoloji həllərin işlənilməsinə nail olunmuşdur.

Müasir qazma təcrübəsində anomal yüksək və aşağı lay təzyiqli yataqlarda geniş istifadə olunan kimyəvi reagentlərin və onların əsasında hazırlanmış qazma məhlullarının müasir vəziyyətinin təhlili aparılmış, mürəkkəbləşmələrin təbiəti tədqiq olunmaqla metodoloji yanaşma əsasında ekoloji təmiz, iqtisadi cəhətdən əlverişli qazma məhlullarının və texnoloji mayelərin işlənilməsi və eksperimental tədqiqi həyata keçirilmişdir. Quyuların qazılması və mənimsənilməsi zamanı məhsuldar layların kollektor xassələrinin qorunulmasına imkan verən yeni ağırlaşdırıcı kompozisiyanın, tanin tərkibli durulaşdırıcı reagentin, perforasiya məhlullarının, nanobitum kompozisiyasının, tutulmuş alətin azad olunmasına imkan verən maye hövzəsinin tərkibi işlənilmişdir.

Nanobitum kompozisiyası “Darvin bankası” yatağının 773 və “Çilov” yatağının 115 sayılı quyularında qazma zamanı tətbiq edilmişdir.

Alakbar Bagir oglu Suleymanov

**DEVELOPMENT AND APPLICATION OF NEW COMPOSITIONS OF
DRILL MUD AND PROCESS LIQUID TO OPTIMIZE EFFECTIVE
COMPLETION OF PRODUCTIVE LAYERS**

ABSTRACT

Failure-proof and complication-free drill-in of productive layers is much more dependent on the composition, structural-mechanical and colloid-chemical properties of applied drill mud and process fluid. The development of technological solutions was achieved to control identical factors in well construction.

The state of the art analysis of chemical agents and drill mud developed on the basis of those agents widely used in fields with abnormally high and low layer pressure was carried out and development and experimental survey of ecologically clean and economically efficient drill mud and process liquid were implemented in accordance with methodological approach, analyzing the nature of complications.

Weighting composition, diluting agent of tannin compound, perforation fluids, nanobitumen composition, fluid basin compound favoring to free stuck bit conducting protection of reservoir properties in drilling and completion of wells were developed.

Nanobitumen composition was applied in well 773 drilled in “Darvin bankasi” field and in well 115 drilled in “Chilov” field.

Ələkbər Bağır oğlu Süleymanov

**MƏHSULDAR LAYLARIN AÇILMA KEYFİYYƏTİNİN ARTIRILMASI
MƏQSƏDİ İLƏ QAZMA MƏHLULLARININ VƏ TEXNOLOJİ
MAYELƏRİN YENİ TƏRKİBLƏRİNİN İŞLƏNMƏSİ VƏ TƏTBİQİ**

İxtisas 2523.01 – «Quyuların qazılması texnologiyası»

texnika elmləri üzrə fəlsəfə doktoru elmi dərəcəsi almaq üçün
təqdim edilmiş dissertasiyanın

A V T O R E F E R A T I

BAKİ – 2017