

**На правах рукописи**

**АЛЕКСЕЕВ ДЕНИС ЛЕОНИДОВИЧ**

**ПОВЫШЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ  
КОЛОНН ПРИ РАБОТЕ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН**

**Специальности 25.00.15.- Технология бурения и освоения скважин**

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

**Уфа 2002**

Работа выполнена на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета (УГНТУ).

Научный руководитель: доктор технических наук  
Ишбаев Г.Г.

Официальные оппоненты: доктор технических наук,  
профессор Каримов Н.Х.  
кандидат технических наук  
Рамазанов Г.С.

Ведущее предприятие: УПНП и КРС  
(ОАО «Татнефть», г.Азнакаево)

Защита состоится 26 июня 2002 года в 14 часов 30 минут на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 в Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке УГНТУ.

Автореферат разослан 21 мая 2002 года.

Ученый секретарь диссертационного совета,  
доктор технических наук

Ю.Г. Матвеев

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Одной из основополагающих тенденций развития нефтегазодобывающего комплекса России является переход большинства крупных месторождений в категорию объектов, находящихся на завершающей стадии разработки. Это означает, что все большее количество скважин переходит в разряд сооружений с длительной историей эксплуатации и, соответственно, все возрастающим объемом ремонтных работ.

Наряду с общей тенденцией старения фонда скважин, в последние годы происходит перераспределение состава этого фонда по видам и расширение географического расположения входящих в него скважин – по большинству нефтедобывающих регионов в фонде «старых» скважин существенно увеличивается количество наклонно-направленных скважин.

Комплекс проблем, обуславливаемых в первую очередь возрастом скважины, ее профилем, геологическими особенностями и рассматриваемый в данной диссертационной работе, охватывает вопросы потери герметичности крепи скважин под воздействием технических и технологических процессов и операций, проводимых в скважине при эксплуатации и ремонте. Потеря герметичности любым из элементов скважинного оборудования, будь это обсадная колонна, цементный камень, колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) или водоотделяющая колонна (т.н. «райзер») при морском бурении, приводит к тяжелым, а иногда и катастрофическим последствиям. Особую значимость эти вопросы приобрели в последние годы, когда пришло понимание важности экологического аспекта этой проблемы. К основным причинам потери герметичности крепи скважин сегодня относят низкое качество первичного разобщения пластов и коррозионное воздействие при жизни скважины. На наш взгляд, сегодня важную роль играют и процессы механического взаимодействия эксплуатационной колонны с насосно-компрессорными и бурильными трубами, буровым и фрезерным инструментом. Характер и скорость коррозионного разрушения крепи скважин напрямую связаны с интенсивностью и особенностями проведения всех технологических операций при эксплуатации и ремонте скважин. В связи с этим особую актуальность приобретают вопросы прогнозирования и контролирования параметров и результатов механического взаимодействия элементов скважинного оборудования.

Данная диссертационная работа посвящена поиску путей снижения износа эксплуатационных колонн и выработке конкретных технических, технологических и организационных рекомендаций по их внедрению.

Цель работы. Повышение долговечности эксплуатационных колонн за счет уменьшения их изнашивания при эксплуатации и ремонте скважин.

### Задачи исследования:

1. Анализ факторов, влияющих на долговечность крепи скважин.
2. Анализ условий работы и изнашивания эксплуатационных колонн при работе и ремонте скважин.
3. Лабораторные экспериментальные исследования изнашивания эксплуатационных колонн.
4. Разработка рекомендаций по повышению долговечности эксплуатационных колонн.

### Научная новизна

1. Получены аналитические зависимости и рассчитаны значения силовых и энергетических параметров взаимодействия эксплуатационных колонн с бурильными и насосно-компрессорными трубами, породоразрушающими и фрезерными инструментами при СПО и вращении по участкам искривленной скважины.
2. Разработана методика лабораторных экспериментальных исследований изнашивания эксплуатационных колонн при выполнении различных операций в процессе эксплуатации и ремонта скважин. Найдена взаимосвязь между работой трения и величиной износа колонны, позволяющая оценить остаточную прочность эксплуатационной колонны.

3. Установлено, что насечки, риски, твердый сплав на поверхностях трения инструментов в десятки раз увеличивают скорость износа колонны; обоснованы новые требования к породоразрушающим и фрезерным инструментам для работы внутри обсадных колонн с целью уменьшения их износа, а именно: твердость калибрующих поверхностей инструментов, замков, муфт должна быть равна или меньше твердости материала эксплуатационной колонны.

4. Обоснованы принципы выбора известных и разработки новых реагентов комплексного действия (РКД) для технологических жидкостей при капитальном ремонте скважин, которые должны не только уменьшать скорость изнашивания, но и способствовать сохранению коллекторских свойств пласта. Наиболее высокие противоизносные, поверхностно-активные и гидрофобизирующие свойства проявляет разработанный совместно с институтом органической химии УНЦ РАН реагент С-29.

### Практическая ценность работы

1. Разработаны «Рекомендации по повышению долговечности крепи скважин при их эксплуатации и ремонте» (Стандарт предприятия ЗАО «Геология»).

2. Разработан программный продукт, защищенный свидетельством об официальной регистрации, для расчета распределения прижимающих усилий по интервалам скважины с целью выделения потенциально опасных для эксплуатационной колонны участков.

3. Обоснована методика расчета остаточной прочности эксплуатационной колонны с учетом ее износа, которая может быть использована при оценке состояния фонда скважин.

4. Разработан реагент комплексного действия С-29, добавка которого в технологическую жидкость при ремонте скважин способствует не только уменьшению скорости износа колонн и скважинного оборудования, но и сохранению коллекторских свойств продуктивного пласта.

#### Реализация работы

1. Программа расчета прижимающих усилий по интервалам скважины, СТП «Рекомендации по повышению долговечности крепи скважин при их эксплуатации и ремонте» переданы и приняты на реализацию в ЗАО «Геология», Азнакаевское УПП и КРС (ОАО «Татнефть»).

2. Рекомендации по совершенствованию конструкции инструментов для уменьшения износа эксплуатационных колонн при ремонте скважин переданы и реализуются в НПП «Буринтех».

3. Результаты исследований используются для подготовки и переподготовки кадров для нефтегазовой отрасли.

Апробация работы Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: международном научно-техническом семинаре «Проблемы нефтегазовой отрасли» (г. Уфа, 1998 г.); юбилейной конференции студентов и аспирантов УГНТУ (г. Уфа, 1998 г.); заседании секции нефти и газа Академии наук Республики Башкортостан (г. Уфа, 1998 г.); 1-й международной научно-технической конференции «Современные проблемы геофизики, геологии, освоения, переработки и использования углеводородного сырья» (г. Атырау, Казахстан, 2000 г.); заседании научно-технического совета ЗАО «Акватик» (г. Москва, 2000 г.); заседании научно-технического совета ЗАО «Геология» (г. Азнакаево, Татарстан, 2000 г.); 3-ем Конгрессе нефтегазопромышленников России (г. Уфа, 2001 г.); совместном заседании НГДУ «Азнакаевскнефть», Азнакаевского УБР, ЗАО «Геология» (г. Азнакаево, Татарстан, 2001 г.); 4-й международной конференции «Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения» (г. Судак, Украина, 2001 г.).

#### Публикации

По теме диссертации опубликовано 14 работ (свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ, статьи и материалы внутривузовских, республиканских и международных конференций).

#### Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, общих выводов, списка литературных источников, включающих 145 наименований, 4 приложений. Работа изложена на страницах машинописного текста, содержит рисунков, таблиц.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность темы, изложены цель и основные задачи исследований, научная новизна и практическая ценность для нефтедобывающей промышленности.

В первой главе проведен анализ факторов, влияющих на долговечность крепи скважин.

Под понятием «крепь скважины» подразумевается: обсадные трубы; резьбовые соединения; цементный камень; контакт цементного камня с обсадными трубами; контакт цементного камня со стенками скважины. К сожалению, до настоящего времени критерии значимости каждой составляющей крепи, их приоритетность друг относительно друга остаются достаточно размытыми. И все же одним из основных и трудноустраняемых видов дефекта крепи скважин является негерметичность эксплуатационных колонн.

Значительный вклад в исследование различных аспектов долговечности крепи скважин и промыслового оборудования в различное время внесли Г.С. Абдрахманов, Ф.А. Агзамов, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, М.М. Загиров, Б.С. Измухамбетов, Н.Х. Каримов, М.Л. Кисельман, А.Т. Кошелев, Б.Б. Круман, В.Н. Крылов, Ю.С. Кузнецов, М.Р. Мавлютов, А.А. Мамедов, В.П. Овчинников, В.Г. Уметбаев, К.Р. Уразаков, И.Г. Юсупов и др.

Потеря герметичности крепи скважины является одной из основных причин, приводящих к выводу скважины из строя. По имеющимся литературным данным на многих нефтегазовых месторождениях до 50% фонда скважин находятся в ожидании ремонта. Это приводит, помимо других отрицательных последствий, к значительному искажению проектной плотности сетки скважин и, как следствие, потерям извлекаемых запасов нефти. В свете проблемы хаотического выбытия скважин из эксплуатации представляет интерес решение вопроса о приоритетности назначения выбывающих скважин на ремонтно-восстановительные и изоляционные работы. Остро назрела необходимость системного контроля технического состояния скважин.

К сожалению, система отработки эксплуатационных колонн скважин практически отсутствует и, по существу, сводится к схеме «от аварии до аварии».

Факт отсутствия продуманной и научно-обоснованной стратегии технического обслуживания и ремонта крепи эксплуатационных скважин подтверждается и следующими соображениями: Во-первых, при проектировании крепи скважин не учитывается такой важнейший критерий, как ее необходимая долговечность с точки зрения стратегии разработки и полной выработки запасов участка дренирования, приходящегося на данную скважину. Во-вторых, методики проектирования крепи недостаточно совершенны, и ее элементы прекращают выполнять свои функции либо непрогнозируемо быстро, либо, наоборот, сохраняют свою

работоспособность и после условной полной выработки данного участка пласта. В-третьих, при проектных расчетах физико-механические свойства и геометрические размеры крепи во времени принимаются постоянными. В-четвертых, нормативы по давлению опрессовки колонн, другим технологическим операциям (ГРП и т.п.) руководящими документами зачастую указываются одинаковыми независимо от возраста (состояния) колонны. В результате герметичность колонны может быть нарушена неоправданно высокими (для данной скважины) рабочими или опрессовочными давлениями.

По характеру факторов, определяющих долговечность и работоспособность крепи, их можно разделить на несколько взаимонезависимых групп, действующих зачастую одновременно: факторы, определяющие качество первичного крепления; свойства материалов и их изменение во времени; условия работы элементов крепи и др.

В процессе эксплуатации и ремонта скважин большое влияние на состояние труб и цементного камня оказывают различные виды коррозионного воздействия. В этой связи явно недостаточно изученным является факт взаимосвязи факторов механического воздействия и коррозионного износа на прочностные свойства крепи. Механическое травмирование обсадных колонн и коррозия взаимоускоряют друг друга. При наличии механического износа идет постоянное обновление поверхности взаимодействия с коррозионной средой.

Затронутые выше факторы нагружения и изнашивания элементов крепления скважин являются в достаточной мере предсказуемыми и изученными. Иная ситуация складывается с учетом и контролем факторов механического воздействия бурового и эксплуатационного оборудования на элементы крепи при эксплуатации и ремонте скважин. При наличии огромного производственного опыта негативного влияния этого оборудования на герметичность и долговременность работы крепи практически не существует общепринятой устоявшейся концепции решения этой проблемы. Это является следствием широчайшего разнообразия условий и абсолютных величин факторов механического воздействия, больших технических трудностей адекватного учета и воспроизведения всех нагрузок и усилий, действующих на элементы крепи, при их моделировании в лабораторных условиях, недостаточной разработанностью вопросов изнашивания именно эксплуатационных колонн при эксплуатации и ремонте скважин.

Качественный характер зависимости данных нарушений от объемов и широты спектра работ и операций, проводимых на скважине, не вызывает сомнений. Однако в количественных оценках этой зависимости имеется значительный разброс значений и несоответствий у разных авторов и методик исследований; не получено однозначных общепризнанных зависимостей характера и темпов износа элементов крепи, в первую очередь эксплуатационных колонн, от способа эксплуатации, профиля ствола

скважины, свойств промывочных и технологических жидкостей, особенностей компоновки скважинного оборудования.

Несмотря на наличие широкого спектра методов контроля технического состояния крепи скважин, не существует проработанной и обоснованной стратегии технического обслуживания и ремонта, основанной на предупредительно-профилактических работах, методики оценки остаточной прочности эксплуатационных колонн.

Для более обоснованного выявления наиболее значимых факторов, влияющих на показатели герметичности крепи скважин, был проведен их статистический анализ, который выполнялся методами экспертных оценок и многофакторного анализа. Работа проводилась совместно с доц. Р.М. Сакаевым, инж. Р.С. Хуснутдиновым.

Для реализации этих методов были разработаны анкета для экспертной оценки факторов; вопросник для многофакторного анализа; проведен опрос экспертов; собран значительный промысловый материал.

Анкеты распространялись среди специалистов Татарстана и Башкортостана по рассматриваемой проблеме; всего было получено и обработано 70 анкет. Материалы для многофакторного анализа собирались из первичных промысловых данных, документов цехов КРС (УПНП и КРС). Всего были обработаны данные по 26 скважинам.

Экспертные методы применяются в ситуациях, когда выбор обоснование и оценка последствий решений не могут быть выполнены на основе точных расчетов; их полная математическая формализация неосуществима вследствие их качественной новизны и сложности.

1. В нашем случае для анализа значимости факторов, влияющих на герметичность эксплуатационной колонны и цементного камня, было предложено 22 механических и технико-технологических критерия исследования; требовалось оценить их значимость по 10-балльной шкале.

По результатам обработки полученных данных было выделено 5 наиболее значимых факторов по 10-балльной шкале для обоих рассматриваемых элементов крепи. Были получены следующие результаты.

Для эксплуатационной колонны:

1. Качество материала обсадных труб (8,54 балла).
2. Возраст скважины (8,41 балла).
3. Коррозия труб и цементного камня (8,36 балла).
4. Смятие колонны (7,09 балла).
5. Износ эксплуатационной колонны при эксплуатации скважин, СПО, буровых и фрезерных работах с последующим порывом при опрессовке (7,01 балла).

Для цементного камня:

1. Состав и свойства тампонажного раствора (9,26 балла).
2. Качество цементирования (8,04 балла).
3. Технология цементирования (7,16 балла).
4. Смятие колонны (7,16 балла).

## 5. Возраст скважины (7,06 балла).

Следует отметить, что степень воздействия практически всех критериев, попавших в разряд наиболее значимых, напрямую связана с объемом эксплуатационных и ремонтных работ, проведенных в скважине (возраст скважины; смятие колонны, коррозия труб и цементного камня); либо эти факторы определяют долговременность безаварийной работы крепи при одинаковом объеме этих работ (качество материала обсадных труб).

При проведении многофакторного анализа в качестве источников информации использовались дела и паспорта скважин, данные ГИС. Данные собирались по скважинам, в которых было обнаружено нарушение герметичности крепи, а также проводились буровые и фрезерные работы.

Состояние скважин характеризуется факторами, которые разделяются на зависимые (показатели герметичности крепи), и независимые. Независимые факторы были условно разделены на три группы.

Первоначально было выделено и сформулировано 54 геологических, механических и технико-технологических фактора, выявить зависимость герметичности крепи от которых является методически необходимым и обоснованным. Однако в процессе сбора данных возникли проблемы с наличием и достоверностью информации по многим факторам (интервалы залегания пластов, содержащих сероводород; качество цементирования; характер негерметичности и др.). Поэтому в анализ включались те показатели, по которым была собрана наиболее полная и точная информация. На первом этапе статистического анализа данные были обработаны методом главных компонент (МГК); были отброшены те значения, которые наиболее отличались от общей массы данных. Затем проведена оценка степени влияния перечисленных выше факторов на нарушение герметичности крепи. Оценка проводилась методами многофакторного анализа с использованием пакета программ «STATGRAFICS».

В результате обработки была получена зависимость показателя герметичности крепи скважин от наиболее значимых и достоверных факторов с коэффициентом корреляции  $r = 0,82$ . Для них были рассчитаны так называемые коэффициенты эластичности ( $\mathcal{E}_{xi}$ ) для выяснения степени влияния каждого из факторов.

Результаты расчета показали, что наиболее значимыми являются следующие факторы:

- 1) толщина пластов с минерализованной водой ( $\mathcal{E}_{x1} = 2,3$ );
- 2) толщина стенки эксплуатационной колонны ( $\mathcal{E}_{x6} = - 1,5$ );
- 3) протяженность интервала проведения фрезерных работ ( $\mathcal{E}_{x46} = 1,23$ );
- 4) интенсивность набора кривизны ствола скважины ( $\mathcal{E}_{x27} = 1,05$ );
- 5) высота подъема цемента за эксплуатационной колонной ( $\mathcal{E}_{x8} = - 0,98$ ).

Таким образом, показатель объема проведенных работ в обсаженном стволе скважины прямо или косвенно определяет ее герметичность и работоспособность как по обоим реализованным методикам статистической

обработки данных в целом, так и по отдельным наиболее значимым факторам.

Во второй главе проведено исследование условий работы, схем и последствий взаимодействия эксплуатационной колонны и бурового (эксплуатационного) оборудования.

Изнашивание эксплуатационной колонны может происходить в процессе эксплуатации скважин за счет перемещения муфт НКТ в связи с изменением растягивающей нагрузки на НКТ при ходе плунжера насоса вверх-вниз. В связи со сложным профилем ствола большинства эксплуатационных скважин, муфты НКТ опираются на обсадную колонну с определенным прижимающим усилием.

Более интенсивное взаимодействие эксплуатационной колонны с бурильными и насосно-компрессорными трубами, породоразрушающим и фрезерным инструментом происходит при ремонте скважин.

Нами рассматривалось решение задачи о принципиальной возможности строгания эксплуатационной колонны кромками инструментов (муфт, замков, породоразрушающего и фрезерного инструмента и т.д.). Для этого выделялся участок набора зенитного угла наклонно-направленной скважины, где происходит касание по фаске инструментов с углом между осями  $\gamma > 0^\circ$ .

Для расчета принимались следующие условия и допущения:

- искривленные участки ствола находятся в одной плоскости;
- задача решается на примере муфты НКТ;
- участок набора зенитного угла представляет собой дугу с радиусом  $R$ ;
- колонна НКТ имеет одинаковый осевой момент инерции по всей длине;
- касание с обсадной колонной происходит только по муфтам;
- колонна НКТ является тяжелой нитью;
- на участках, где колонна находится в растянутом состоянии, муфта трубы лежит полностью на стенке колонны.

Нами рассматривался участок, где колонна находится в сжатом состоянии, а это возможно только в нижней части спускаемых в скважину труб.

При расчете длины дуги контакта, наибольшего контактного напряжения и толщины среза эксплуатационной колонны кромкой муфты рассматривалось несколько базовых вариантов, соответствующих максимальным прижимающим усилиям для данного радиуса кривизны.

$R=300$  м; при этом  $u_3=18,1$  м;  $\alpha=3,46^\circ$ ;  $\gamma=0,272^\circ$ ;  $N=84,1$  Н;

$R=600$  м; при этом  $u_3=24,9$  м;  $\alpha=2,38^\circ$ ;  $\gamma=0,271^\circ$ ;  $N=47,8$  Н.

Здесь  $R$  – радиус искривления скважины;  $N$  – нормальная сила к обсадной колонне в точке контакта;  $\gamma$  - угол между осями муфты и обсадной колонны в плоскости контакта;  $\alpha$  - угол между плоскостью торца муфты и горизонталью;  $u_3$  – расстояние между точкой начала искривления обсадной

колонны и точкой контакта.

Так как в реальных условиях муфты НКТ могут скользить по изношенной эксплуатационной колонне с желобообразной выработкой стенки, нами были также проведены расчеты влияния величины износа (глубины желоба) и диаметра желоба на величины контактных напряжений и толщину среза.

Результаты расчетов приведены в таблицах 1,2.

Таблица 1 - Влияние величины износа на контактные напряжения и глубину резания

Износ, мм	Длина дуги контакта, мм	Наибольшее напряжение, МПа	Толщина среза, мм
$R=300 \text{ м. } \nu_3=18.1 \text{ м. } \alpha=3.46^\circ. \nu=0.272^0$			
0	0,312	126	0,43
1	18,8	16,3	0,020
2	26,4	13,7	0,016
3	32,2	12,4	0,013
4	36,9	11,6	0,012
5	40,9	11,0	0,011
6	44,6	10,5	0,010
$R=600 \text{ м. } \nu_3=24.9 \text{ м. } \alpha=2.38^\circ. \nu=0.271^0$			
0	0,27	108	0,49
1	18,8	12,9	0,020
2	26,4	10,9	0,016
3	32,2	9,9	0,013
4	36,9	9,2	0,012
5	40,9	8,8	0,011
6	44,6	8,4	0,010

Таблица 2 - Влияние радиуса желоба на показатели контакта

R, м	Нормальная сила в зоне контакта N, Н	Толщина среза, мм	Наибольшее напряжение, МПа
Радиус желоба $d_m/2+5\text{мм}$			
300	84	0,57	52
600	47,8	0,49	44
Радиус желоба $d_m/2+10\text{мм}$			
300	84	0,79	71
600	47,8	0,68	61

По таблицам 1, 2 видно, что увеличение радиуса желоба по сравнению с замком приводит к увеличению контактных напряжений, а, следовательно, и износа обсадной колонны.

Нами также рассматривались зависимости влияния положения муфты ниже участка начала набора зенитного угла ( $u_3$ ) и составляющей веса колонны на место контакта ( $G$ ) на расчетные показатели, приведенные выше. Везде радиус участка набора кривизны был принят равным 600м.

Аналогичные расчеты для других радиусов искривления ствола скважины показали, что уменьшение радиуса искривления ствола скважины на участке набора кривизны приводит к увеличению прижимающих усилий, а, следовательно, и контактных напряжений и износа. На участке набора зенитного угла выделяются интервалы с пиковыми значениями контактных напряжений. На рассматриваемом интервале выделяется участок, отстоящий от точки начала искривления ствола скважины на 10-30 м, где контактные напряжения достигают максимальных значений. Этот участок эксплуатационной колонны будет наиболее потенциально опасным с точки зрения возможности его травмирования торцевыми кромками инструментов за счет строгания при СПО.

Анализ полученных результатов аналитического решения показывает, что при СПО реально возникает напряженное состояние, соответствующее условиям строгания эксплуатационной колонны торцевыми кромками инструментов как при их спуске, так и при подъеме.

Совместно с А.Я. Соловьевым, А.Ф. Латыповым на основе существующей методики были разработаны усовершенствованная методика расчета прижимающих усилий при взаимодействии инструментов с эксплуатационной колонной и соответствующий программный продукт, защищенный свидетельством об официальной регистрации.

Профиль скважины проектируется почти исключительно плоскостного типа. Фактический профиль получается намного сложнее: часто с чередованием участков набора и снижения зенитного угла, причем искривление происходит не только зенитное, но и азимутальное.

Оценка возможного характера распределения сил сопротивления только по данным зенитного угла искривления может привести к существенным ошибкам, особенно если азимутальное искривление разнозначно по профилю ствола скважины, т.е. важен характер сочетания зенитного и азимутального углов искривлений. Поэтому принципиально важным является то, что предложенная методика рассматривает взаимосочетание этих показателей через меру суммарного искривления. Для правильного расчета прижимающих усилий необходимо достаточно точное знание фактического профиля с учетом и плоскостного, и азимутального искривления. Поэтому будем считать, что фактический профиль известен.

Скважину любого сложного профиля можно представить как

последовательное соединение элементарных участков: вертикальных, наклонных, набора или снижения зенитного угла, причем при рассмотрении любого из этих элементарных участков во внимание принимается и азимутальное искривление. Тогда, последовательно переходя от одного участка к другому (смежному), можно найти искомые усилия, причем движение следует начинать со свободного конца компоновки (бурильных труб, НКТ или насосных штанг). Исходными условиями задачи является заданный набор значений  $\alpha_i$ ,  $\varphi_i$ ,  $l_i$ ;  $i = 1, N$ ,  $N \geq 3$ . Здесь  $\alpha_i$  – зенитный угол,  $\varphi_i$  – азимут,  $l_i$  – длина  $i$ -го участка соответственно. При этом длина ствола скважины (колонны бурильных труб)

$$L = \sum_{i=1}^N l_i$$

Колонна бурильных труб движется с постоянной скоростью; колонна бурильных труб представляется аналогом тяжелой нити. Нумерация участков ведется от забоя скважины. Значениям  $\alpha_i$  и  $\varphi_i$  сопоставляется набор чисел  $x_i$  так, что  $x_i = x_{i-1} + l_i$ , где  $x_0 = 0$ ,  $\alpha_0 = \alpha_1$ ,  $\varphi_0 = \varphi_1$ . Тогда  $\alpha_i$  и  $\varphi_i$  могут быть заданы в виде табличных функций от  $x$ , т.е.  $\alpha(x)$  и  $\varphi(x)$ . Значения функций  $\alpha(x)$  и  $\varphi(x)$  при  $x_i < x < x_{i+1}$  можно определить, используя один из многочисленных существующих интерполянтов. Был использован следующий критерий:

$$|\varphi_{i+1} - \varphi_i| < \Delta \varphi_{\max}; |\alpha_{i+1} - \alpha_i| < \Delta \alpha_{\max}.$$

Величины  $\Delta \varphi_{\max}$  и  $\Delta \alpha_{\max}$  принимались равными  $1^0$ . Если это условие не соблюдается, отрезок  $(x_{i+1} - x_i)$  разбивается на участки до выполнения введенного выше критерия. Значения  $\varphi_j(x_j)$  и  $\alpha_j(x_j)$  вычисляются с использованием кусочно-кубической эрмитовой интерполяции. В пределах участка  $x_j < x \leq x_{j+1}$   $\alpha$  и  $\varphi$  принимаются постоянными. В итоге преобразований получаем  $K$  прямолинейных участков с  $\varphi_j = \text{const}$  и  $\alpha_j = \text{const}$ ;  $j = 1, K$ .

Величина прижимающего усилия (реакции опоры) на каждом из этих участков определяется последовательно, начиная от забоя скважины. Для этого вводятся две системы координат: одна неподвижная  $(X \ Y \ Z)$ ; другая  $(X_j \ Y_j \ Z_j)$ , привязанная к участку  $j = 1, K$ , причем ось  $Z_j$  направлена вдоль рассматриваемого прямолинейного участка. Система координат  $(X_j \ Y_j \ Z_j)$  образуется по правилам:

- 1) поворот вокруг оси  $Z$  на азимутальный угол  $\varphi_j$ ;
- 2) поворот вокруг оси  $X$  на зенитный угол  $\alpha_j$ .

Таким образом, переходя последовательно от участка к участку, мы учитываем изменения векторного расположения сил, действующих на участок бурильной колонны, за счет одновременного учета зенитного и азимутального изменений положения ствола скважины. Все расчеты осуществляются посредством применения элементов векторной и матричной алгебры.

По данной методике разработана и реализована программа расчета прижимающих усилий на ЭВМ, на которую получено свидетельство об официальной регистрации.

Анализ полученных данных показывает, что в пространственно-искривленных скважинах величина прижимающих усилий может меняться в широких пределах (50 ÷ 2500 Н на замок, муфту, породоразрушающий инструмент, центратор) и существенно зависит от параметров кривизны скважины, темпа и направления их изменения.

Следующим этапом проведения работ было обоснование методики проведения экспериментов.

Для проведения лабораторных исследований на основе анализа литературных данных принимались следующие предпосылки и допущения:

1. При проведении ремонтных работ бурильные трубы вращаются вокруг своей оси, эксплуатационная колонна изнашивается с образованием желоба.
2. При проведении спуско-подъемных операций замки (муфты, породоразрушающий инструмент, фрезерный инструмент) скользят по сформированному желобу.
3. При расчете удельных нагрузок для их воспроизводства в лабораторных исследованиях приняты следующие возможные соотношения радиусов замка ( $R_3$ ) и желобной выработки ( $R_ж$ ):

$$R_ж = R_3; R_ж = R_3 + 1 \text{ мм}; R_ж = R_3 + 10 \text{ мм}.$$

Удельная нагрузка для соотношений  $R_ж > R_3$  рассчитывается по методике Герца, не зависит от величины износа эксплуатационной колонны и расчет ее не вызывает больших затруднений.

Удельная нагрузка для соотношения  $R_ж = R_3$  рассчитывается по формуле  $P_{уд} = P / S_{\text{конт}}$ , где  $P$  – прижимающее усилие,  $S_{\text{конт}}$  – площадь контакта инструментов с эксплуатационной колонной. Величина  $S_{\text{конт}}$  увеличивается по мере увеличения глубины желоба.

Нами получено решение задачи для расчета длин дуг контакта замка с поверхностью эксплуатационной колонны в зависимости от глубины выработки, зная которые мы последовательно можем вычислить площадь контакта, удельную контактную нагрузку и массу изношенного металла колонны. Полученная формула для подсчета площади контакта имеет вид:

$$S_{\text{конт}} = \frac{\pi R_3 \ell_3}{90} \arccos \left[ 1 - \frac{C}{R_3} - \frac{C(2R_3 - C)}{2R_3(R_ж - R_3 + C)} \right],$$

где  $R_3$  и  $l_3$  - соответственно наружный радиус и длина замка;

$R_k$  - внутренний радиус неизношенной эксплуатационной колонны;

$C$  - глубина выработки тела колонны (желоба).

В качестве примера для реальных геометрических размеров замка и эксплуатационной колонны; ( $R_3 = 54$  мм;  $l_3 = 432$  мм;  $R_k = 65$  мм) и абсолютных величин прижимающих сил ( $P = 1000$ Н;  $2000$ Н.), в табл. 3. приведены расчетные значения параметров взаимодействия эксплуатационной и бурильной колонн.

В соответствии с полученными значениями интервалов изменения удельных прижимающих нагрузок для дальнейших лабораторных исследований принималось:

- удельная нагрузка  $P_{уд} = 0,5 \div 6$  Н / мм<sup>2</sup>;
- скорость относительного перемещения  $V_{п} = 1,05$  м/с.

Третья глава посвящена проведенным лабораторным исследованиям.

Целью лабораторных экспериментальных исследований являлось установление:

- 1) Зависимости скорости износа, коэффициента трения, удельной энергоемкости изнашивания от параметров взаимодействия;
- 2) Влияния состояния поверхностей пар трения на вышеперечисленные показатели;
- 3) Влияния состава и свойств среды на эти показатели.

Были исследованы следующие пары трения:

- «эксплуатационная колонна» – (сталь группы прочности «D»; твердость образцов в соответствии с реальными условиями  $HV = 170 \div 200$ ) - «замок» – (сталь 40ХН, термообработанная до твердости  $HV=310-330$ , с исходной шероховатостью поверхности); «эксплуатационная колонна» - «замок» – (из той же стали, той же твердости; на поверхности нанесены насечки, образующиеся на поверхности реальных замков от контакта с сухарями ключей); «эксплуатационная колонна» - «породоразрушающий инструмент, фрезерный инструмент, центратор» – (сталь 40ХН, армированная зерновым твердым сплавом с твердостью поверхности  $HV = 700$ ).

Поскольку энергетические параметры взаимодействия существенно зависят от вида и свойств технологических жидкостей, основу их в лабораторных условиях составляли наиболее распространенные составы глинистых растворов и пластовых вод Урало-Поволжья. Базовые жидкости облагораживались реагентами комплексного действия (РКД), подбор которых составлял одну из задач данной работы.

Для реализации схемы взаимодействия пар трения и энергетических параметров взаимодействия для проведения лабораторных экспериментальных исследований были выбраны экспериментальные



установки на базе машин для испытания материалов на трение и износ МТ-2 и СМТ-1.

Так как скорость изнашивания элементов пары трения существенно зависит от шероховатости их поверхностей, необходимо было сформировать шероховатость реальных замков (муфт). Шероховатость (чистота) поверхности новых замков бурильных труб оценивается показателем  $R_z 80$ . Поскольку замки активно взаимодействуют с окружающей средой, шероховатость их поверхности быстро и существенно уменьшается по сравнению с исходной. Анализ снятых нами профилограмм поверхности реальных замков показал, что шероховатость отработанных реальных замков составляет  $R_z 15$ . Поэтому все последующие лабораторные исследования были проведены при шероховатости «замков»  $R_z 15$ .

Удельная энергоёмкость изнашивания материала эксплуатационной колонны определяется как:

$$A_{уд} = A'_{тр} / \alpha, \quad \frac{Н \cdot км}{г} .$$

Здесь  $A'_{тр} = F_{тр} \cdot S$ ,  $Н \cdot км/час$  - работа трения за один час;

$\alpha = u / \tau$ ,  $г/час$  - скорость изнашивания материала эксплуатационной колонны;

$u$  - величина износа, определялась весовым методом, г;

$\tau$  - время изнашивания, часы;

$F_{тр}$  - сила трения, определялась непосредственно из эксперимента;

$S = V_{п} \cdot 3,6$ , км/час - путь трения за один час;

$V_{п} = 1,05$  м/с - скорость относительного перемещения трущихся тел, м/с.

Выражение для вычисления работы трения в зависимости от величины удельной энергоёмкости изнашивания  $A_{уд}$  имеет вид:

$$A_{тр} = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta Ci \cdot \ell_3 \cdot \rho \cdot A_{уди} \cdot \pi R_3}{90} \cdot \frac{\alpha \text{rc cos} \left[ 1 - \frac{Ci}{R_3} - \frac{Ci (2R_3 - Ci)}{2R_3(R_k - R_3 + Ci)} \right] + \alpha \text{rc cos} \left[ 1 - \frac{Ci-1}{R_3} - \frac{Ci-1 (2R_3 - Ci-1)}{2R_3(R_k - R_3 + Ci-1)} \right]}{2} .$$

Здесь  $n$  - количество условных интервалов изнашивания эксплуатационной колонны, для каждого из которых подсчитывается необходимая работа трения;

$\Delta Ci$  - соответствующий интервал изнашивания;

$\rho$  - плотность материала обсадных труб.

На основании этой зависимости, имея по экспериментальным данным значения  $A_{уди}$  и задаваясь  $\Delta Ci$ , мы можем подсчитать  $A_{три}$ , (работу трения, необходимую для износа на величину  $\Delta Ci$ ). Последовательно суммируя  $\Delta Ci$  и  $A_{три}$ , получаем зависимость  $S = f(A_{тр})$ . По этой величине можно оценить величину износа эксплуатационной колонны в результате проведения каких-либо работ с реализацией работы трения  $A_{тр}$ , величина которой может быть подсчитана для известных  $F_{тр}$ ,  $K_{тр}$ ,  $S$ .

Экспериментальные исследования были проведены с промывкой базовой жидкостью, в качестве которой использовалась пластовая минерализованная вода, а также с реагентами комплексного действия (РКД), добавляемыми в базовую жидкость.

Нами ставилась задача подбора и создания реагентов, позволяющих комплексно решать вопросы не только снижения темпов износа эксплуатационной колонны, но и улучшения качества вскрытия и разобщения продуктивных пластов, снижения коррозионно-химической активности технологических жидкостей при поступлении в них сероводорода и агрессивных солей, улучшения долговечности инструмента, насосов и показателей работы породоразрушающего и фрезерного инструмента.

В соответствии с вышеизложенным в качестве РКД изучались следующие соединения: С-29, С-25, СМАД-1М, Т-92. В качестве реагентов сравнения (базовых), как более апробированных и распространенных, изучались ДСБ-4ТТ и ФК-2000. Работы проводились совместно с А.Я. Соловьевым.

В результате проведенных экспериментальных исследований получены следующие закономерности.

Реагенты ФК-2000, ДСБ-4ТТ, С-25, СМАД-1М существенно улучшают противоизносные свойства как пластовой воды, так и полимерглинистого раствора.

Насечки и наплавка твердого сплава на рабочей поверхности образца приводят к снижению износостойкости материала обсадных труб (стали 45) в несколько раз при малых удельных нагрузках и в десятки раз при высокой удельной нагрузке. Реагенты ДСБ-4ТТ, СМАД-1М, Т-92 и С-29 при вводе их в пластовую воду в области средних и высоких удельных нагрузок в среднем в два раза снижают скорость изнашивания стали и во всей области изменения удельных нагрузок уменьшают коэффициент трения.

Наиболее высокие противоизносные свойства проявил реагент С-29. Этот реагент разработан нами совместно с сотрудниками УГНТУ и института органической химии УНЦ РАН для облагораживания высокоминерализованной пластовой воды, используемой в качестве технологической жидкости в КРС.

Кроме того, по исследованиям А.Я. Соловьева реагент С-29 проявил наиболее высокие поверхностно-активные свойства при изучении зависимости поверхностного натяжения на границе нефть-пластовая вода от различных добавок в воду, а также продемонстрировал кратное уменьшение интенсивности набухания бентонита при обработке им технической воды при проведении опытов по изучению набухания бентонитового глинопорошка в различных средах.

В целом, из всех рассматриваемых реагентов наиболее высокие противоизносные, поверхностно-активные и гидрофобизирующие свойства проявил РКД С-29, что позволило рекомендовать его для промысловых испытаний.

В четвертой главе обоснованы рекомендации по повышению долговечности эксплуатационных колонн.

По своей функциональной направленности их можно разделить на организационные, технические и технологические.

Организационные рекомендации охватывают мероприятия по заблаговременному учету (при составлении проекта на строительство) потенциально опасных интервалов ствола скважины и их усилению, контролю технического состояния крепи, проведению профилактических ремонтов. Также обращается внимание на необходимость учета соотношения твердостей (группа прочности) труб эксплуатационной и бурильной колонн, НКТ и др. для уменьшения степени износа эксплуатационной колонны. В этом отношении большего внимания заслуживает, в частности, вопрос применения для ведения КРС легкосплавных бурильных труб.

Технологические рекомендации охватывают несколько аспектов.

Обоснована методика оценки остаточной (текущей) прочности эксплуатационной колонны на избыточное внутреннее и наружное давления с учетом результатов инструментальных и аналитических исследований технического состояния колонны.

Основополагающее решение задачи о прочности обсадных труб на смятие получено Г.М. Саркисовым; уточнено и экспериментально проверено Л.Б. Измайловым. Расчеты показывают, что:

- результаты экспериментальных исследований труб на смятие располагаются между зависимостями Г.М. Саркисова и Л.Б. Измайлова;
- локальное уменьшение толщины стенки труб при износе значительно больше снижает их прочность на смятие, чем такое же уменьшение толщины стенки новых труб.

Решение задачи оценки остаточной прочности неравномерно изношенных обсадных труб на разрыв (избыточное внутреннее давление) выполнено совместно с С.М. Султанмагомедовым. Оно показало, что увеличение глубины локальной желобообразной выработки в теле обсадной трубы снижает ее прочность значительно больше, чем такое же уменьшение исходной толщины стенки новой трубы.

По результатам оценки остаточной прочности эксплуатационной колонны принимается решение либо об ограничении параметров воздействия на колонну при снижении уровня, опрессовке, ГРП и др., либо о необходимости проведения упреждающего ремонта колонны.

Рекомендуется ввод в применяемые технологические жидкости реагентов комплексного действия (РКД) для уменьшения износа и повышения эффективности бурения и фрезерования; наиболее эффективен реагент С-29.

Важным является комплексное решение вопроса сокращения времени механического воздействия на крепь и его интенсивности. Наиболее важными составляющими решения этой проблемы, на наш взгляд, являются следующие.

Совершенствование компоновки бурильной колонны при буровых и фрезерных работах в эксплуатационной колонне. Это относится в первую очередь к обоснованию необходимой длины УБТ и применению центраторов специальных конструкций. Нами предлагается следующая формула для расчета минимально необходимой длины УБТ:

$$l_{\text{убт}} = \frac{[G_{\text{д}} - (G_{\text{з.д.}} + P') (1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{м}}})] K_1 \cdot K_{\text{тр}}}{\cos \alpha \cdot q_{\text{убт}} (1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{м}}})},$$

где  $G_{\text{д}}$  - нагрузка на долото (фрезер);  $G_{\text{з.д.}}$  - вес забойного двигателя;  
 $P'$  - критическая нагрузка третьего порядка для бурильных труб;  
 $q_{\text{убт}}$  - вес 1 м УБТ;  $K_1$  - коэффициент запаса,  $K_1 = 1,25$ ;  
 $\rho_{\text{ж}}$ ,  $\rho_{\text{м}}$  - соответственно плотности промывочной жидкости и металла;  $K_{\text{тр}}$  - коэффициент трения металла УБТ по обсадной колонне;  $\alpha$  - угол наклона ствола скважины в интервале расположения УБТ.

Критерием минимально необходимой длины УБТ при выводе данной формулы было требование устойчивости нижней части бурильной колонны и исключения возможности ее работы в т.н. «третьей форме устойчивости», при которой интенсивность механического взаимодействия между эксплуатационной и бурильной колоннами существенно возрастает.

Другим важным показателем уменьшения времени механического воздействия на колонну является совершенствование методики расчета и технологии установки мостов с целью повышения точности их установки, уменьшения толщины и прочности к моменту разбуривания с учетом возможного смещения мостов. Нами предлагается учитывать кроме известных  $\Delta H_1$  дополнительные факторы, влияющие на перемещение моста:

$$\Delta H_0 = \Delta H_1 + \Delta H_2 - \Delta H_3,$$

где:

-  $\Delta H_0$  - величина общего смещения моста ;

$\Delta H_1 = h_{\text{ц.м}} \frac{(\rho_{\text{ц.р}} - \rho_{\text{ж}})}{\rho_{\text{ж}}}$  - смещение моста за счет разности плотностей тампонажного раствора и скважинной жидкости (по М.О. Ашрафьяну);

-  $\Delta H_2 = H_{\text{ж}} \frac{f_{\text{тр}} (\rho_{\text{пр}} - \rho_{\text{ж}})}{\rho_{\text{пр}} F_{\text{к.п}}}$  - смещения моста за счет разности плотностей продавочной и скважинной жидкостей;

-  $\Delta H_3 = \frac{4\tau_0 h_{\text{ц.м}}}{\rho_{\text{ж}} q D_{\text{с}}}$  - величина зависания моста на стенках скважины и труб.

Здесь  $h_{\text{ц.м}}$  - толщина цементного моста;  $\rho_{\text{ц.р}}$ ,  $\rho_{\text{ж}}$ ,  $\rho_{\text{п.р}}$  - плотности соответственно цементного раствора, скважинной жидкости, продавочной жидкости;

$H_{ж}$  – высота уровня жидкости в скважине над мостом;  $f_{тр}$ ,  $F_{к.п}$  – площади поперечного сечения соответственно заливочных труб и кольцевого пространства;  $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига цементного раствора;  $D_c$  – диаметр колонны;  $q$  – ускорение свободного падения.

Тогда глубина установки башмака заливочных труб относительно проектных границ установки моста определяется с учетом совместного действия всех факторов.

Основными техническими рекомендациями по предотвращению травмирования крепи являются применение инструментов с закругленными фасками на верхних и нижних торцевых поверхностях, предупреждение образования и удаление образовавшихся надрезов на замках от работы с ключами при СПО, а также использование для КРС специального травмобезопасного инструмента.

В настоящее время для работы внутри эксплуатационной колонны применяются породоразрушающий и фрезерный инструмент, центраторы, спроектированные и изготовленные по тем же технологиям, из тех же материалов и той же конструкции, что и инструменты для бурения скважин. При бурении скважин эти инструменты должны разрушать забой и формировать ствол скважины заданного диаметра. При КРС названные инструменты работают в сформированном стволе (в обсадных трубах), которую необходимо как можно меньше травмировать и изнашивать при эксплуатации и КРС.

Это требование может быть реализовано лишь при следующих условиях соотношения твердостей поверхностей:  $H_{\mu}^{раб} > H_{\mu}^{об}$ ;

$$H_{\mu}^{кал} \leq H_{\mu}^{эк}.$$

Здесь  $H_{\mu}^{раб}$  - твердость рабочих поверхностей инструмента;

$H_{\mu}^{об}$  - твердость объекта, на который происходит воздействие;

$H_{\mu}^{кал}$  – твердость калибрующих поверхностей инструмента;

$H_{\mu}^{эк}$  - твердость материала труб эксплуатационной колонны.

## ОБЩИЕ ВЫВОДЫ

1. Одной из основных причин потери герметичности эксплуатационных колонн, наряду с коррозией, является их механическое изнашивание при эксплуатации скважин, проведении спуско-подъемных операций, вращении породоразрушающего и фрезерного инструмента в процессе ремонтных работ. На сегодняшний день отсутствуют научно-обоснованные рекомендации по методам снижения негативных последствий проведения этих работ в скважине.

2. Теоретически решена задача о взаимодействии торцевых кромок инструментов с эксплуатационной колонной при спуско-подъемных операциях, что позволило установить возможность строгания колонны с образованием стружки, найти взаимосвязь толщины стружки с параметрами взаимодействия и радиусом искривления скважины.

3. С учетом ранее выполненных работ переработана и усовершенствована методика расчета сил сопротивления и прижимающих усилий инструментов при проведении СПО в эксплуатационной колонне с учетом зенитного и азимутального искривлений ствола скважины. Разработана программа расчета распределения этих усилий по стволу скважины на ЭВМ, на которую получено официальное свидетельство о регистрации.

4. Разработана методика и проведен цикл экспериментальных исследований по влиянию на коэффициент трения, скорость износа и энергоемкость изнашивания обсадных колонн состояния поверхностей инструментов, а также состава и свойств среды. Исследования показали:

- насечки; риски; наличие твердого сплава на поверхностях трения инструментов в десятки раз увеличивают скорость износа материала обсадных труб;

- испытанные реагенты существенно влияют на коэффициент трения, скорость износа и энергоемкость изнашивания эксплуатационных колонн;

- наиболее высокие противоизносные, поверхностно-активные и гидрофобизирующие свойства проявил реагент комплексного действия С-29, что позволило рекомендовать его для промысловых испытаний.

5. Получена взаимосвязь между работой трения и износом труб эксплуатационных колонн, которая позволяет дать прогнозную оценку их состояния с учетом вида и объемов выполненной внутри эксплуатационных колонн работы.

6. Решена задача по оценке остаточной прочности изношенных эксплуатационных колонн, из которой следует, что неравномерный износ стенки трубы приводит к большему снижению прочности, чем исходная прочность неизношенных колонн с толщиной стенки, равной толщине в области износа. По результатам расчетов могут быть приняты меры по изменению режима эксплуатации или выполнению профилактического (упреждающего) ремонта эксплуатационных колонн.

7. Проведено комплексное обоснование путей повышения долговечности

крепи скважин; выработан ряд организационных, технических и технологических рекомендаций, которые переданы для реализации.

Основное содержание диссертации опубликовано  
в следующих работах:

1. Алексеев Л.А., Алексеев Д.Л., Ишбаев Г.Г., Ташбулатов Р.Ф. Обеспечение долговечности крепи при бурении и капитальном ремонте скважин // Горный вестник.- 1998.- № 4.- С. 14-17.
2. Алексеев Д.Л., Ишбаев Г.Г., Ташбулатов Р.А. Некоторые вопросы капитального ремонта скважин // Проблемы нефтегазовой отрасли: Тез. докл. Междунар. науч.-техн. сем. – Уфа, 1998.- С. 9-10.
3. Алексеев Д.Л., Токарев М.А. Распределение остаточных запасов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и технико-технологические вопросы их доизвлечения // Тез. докл. Междунар. науч.-техн. конф. / УГНТУ.- Уфа, 1998.- С. 83-84.
4. Алексеев Л.А., Алексеев Д.Л. К вопросу повышения долговечности эксплуатационных колонн нефтяных, газовых и нагнетательных скважин // Прогрессивные технологии в добыче нефти: Сб. науч. тр.- Уфа: УГНТУ, 2000.- С. 139-142.
5. Алексеев Д.Л. О методике исследования и уменьшении износа эксплуатационных колонн // Современные проблемы геофизики, геологии, освоения, переработки и использования углеводородного сырья: Тез. докл. 1-й Междунар. науч.-техн. конф. / Атырау, Казахстан, 2000.- С. 157 –159.
6. Алексеев Д.Л., Таушев Р.З. Режим изнашивания и прогноз технического состояния эксплуатационных колонн // Современные проблемы геофизики, геологии, освоения, переработки и использования углеводородного сырья: Тез. докл. 1-й Междунар. науч.-техн. конф. / Атырау, Казахстан, 2000.- С. 25-27.
7. Дрожжина А.Т., Шайхутдинов Р.Т., Байбулатова Н.З., Алексеев Д.Л. Разработка средств улучшения показателей триботехнических свойств буровых промывочных растворов // Сб. науч. тр. 111 Конгресса нефтегазопромышленников России.- Уфа: Реактив, 2001. – С. 48-49.
8. Алексеев Л.А., Ханипов Р.В., Алексеев Д.Л., Соловьев А.Я. Методические основы исследований взаимосвязи износа обсадных колонн с работой сил трения // Сб. науч. тр. 111 Конгресса нефтегазопромышленников России.- Уфа: Реактив, 2001. – С. 49-52.
9. Султанмагомедов С.М., Алексеев Д.Л. Влияние износа обсадных колонн на напряженное состояние и остаточную прочность // Сб. науч. тр. 111 Конгресса нефтегазопромышленников России.- Уфа: Реактив, 2001. – С. 52-54.
10. Конесев Г.В., Ханипов Р.В., Соловьев А.Я., Алексеев Д.Л. Исследование процессов трения и изнашивания обсадных колонн при бурении,

эксплуатации и ремонте // Сб. науч. тр. 111 Конгресса нефтегазопромышленников России.- Уфа: Реактив, 2001. – С. 54-56.

11. Гирфатов А.Г., Алексеев Д.Л. Применение современной компьютерной техники в расчете сил сопротивления движению бурильной колонны // Сб. науч. тр.111 Конгресса нефтегазопромышленников России.- Уфа: Реактив, 2001. – С. 59-61.

12. Каплан Л.С., Алексеев Д.Л. Еще раз о вскрытии продуктивного пласта // Бурение.- 2001.- № 6.- С. 8-12.

13.Алексеев Л.А., Ханипов Р.В., Алексеев Д.Л. Особенности конструкции и отработки породоразрушающего и фрезерного инструмента при капитальном ремонте скважин // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Тез. докл. 4-й Междунар. конф. / Судак, Украина, 2001. – С. 56-58.

14. Латыпов А.Ф., Алексеев Д.Л., Соловьев А.Я., Алексеев Л.А., Санников Р.Х. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2002610301. - М.: Роспатент, 2002.

Соискатель

Алексеев Д.Л.