


На правах рукописи



МИЩЕНКО РОМАН НИКОЛАЕВИЧ

**КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРАМИ РЕЖИМА БУРЕНИЯ
НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ
НАВИГАЦИОННЫХ ТЕЛЕСИСТЕМ**
(на примере месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции)

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Ухта - 2009



Диссертация выполнена на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета.

Научный руководитель: – доктор технических наук, профессор

Виктор Федорович Буслаев

– кандидат технических наук, доцент

Светлана Александровна Кейн

Официальные оппоненты: – доктор технических наук, профессор

Иван Емельянович Долгий

– кандидат технических наук

Георгий Павлович Злотников

Ведущая организация: ООО «ПечорНИПИнефть»

Защита состоится 02 октября 2009 года в 10 часов на заседании диссертационного совета Д 212.291.01 при Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300 г. Ухта Республики Коми, ул. Первомайская, 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного технического университета.

Автореферат размещен на интернет-сайте Ухтинского государственного технического университета www.ugtu.net в разделе «Диссертационный совет».

Автореферат разослан 03 июня 2009 года.

Ученый секретарь

диссертационного совета Д 212.291.01,

кандидат технических наук, профессор



Н. М. Уляшева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

Анализ технологии бурения и способов управления траекторией наклонно направленных скважин показал, что для эффективного управления процессом ориентированного наклонно направленного бурения необходимо расширение информативной базы и получение достоверных данных о параметрах режима бурения, что может быть достигнуто при использовании измерений в забойных условиях.

На протяжении многих лет определение силовых параметров режима бурения основывалось на интерпретации и расчетах по данным измерительных приборов, расположенных на устье скважины, которые не отражают истинных значений этих параметров.

Информация, полученная с забоя скважины в комплексе с показаниями приборов на устье, позволяет вести эффективный контроль и управление параметрами режима бурения. Решение этой актуальной задачи возможно при использовании навигационных телесистем.

Из выше сказанного следует, что контроль и управление параметрами режима бурения наклонно направленных скважин с применением навигационных телесистем является актуальной задачей, решение которой позволит повысить технико-экономические показатели бурения скважин.

Цель работы

Разработка методики контроля и управления параметрами режима бурения наклонно направленных скважин с применением навигационных телесистем.

Основные задачи исследований

1. Выполнить анализ методов получения информации о параметрах режима бурения.
2. Создать методику проведения промысловых исследований для установления зависимости угла закручивания бурильной колонны от силы натяжения неподвижного конца талевого каната.
3. Разработать методику определения силовых параметров режима бурения на основе эмпирических и аналитических исследований.
4. Создать методику управления параметрами режима бурения с применением навигационных телесистем.

Научная новизна

1. Получена зависимость для определения угла закручивания бурильной колонны от силы натяжения неподвижного конца талевого каната, которая имеет линейный характер с изменяющимся тангенсом угла наклона прямой от 0,8 до 1,6.

2. Предложен способ выбора максимальной механической скорости бурения методом предварительного забойного тестирования величины изменения азимута плоскости действия отклонителя в зависимости от силы натяжения неподвижного конца талевого каната.
3. Показано, что азимут установки отклонителя для достижения максимальной механической скорости определяется как сумма проектного азимута и угла закручивания бурильной колонны, полученного в результате забойного тестирования.

Основные защищаемые положения

1. Результаты промышленных исследований, которые обеспечили возможность оценки силовых параметров режима бурения по показаниям навигационного блока телесистемы.
2. Методика определения параметров режима бурения, которая обеспечивает объективность оценки фактической нагрузки и момента на долоте.
3. Методика управления силовыми параметрами режима бурения, которая обеспечивает выявление и реализацию оптимального режима бурения в заданном направлении.
4. Результаты промышленных испытаний разработанных методик, подтверждающие их эффективность.

Практическая значимость

1. Создание компьютерной программы в среде Borland Delphi, которая может быть оперативно использована на буровой и позволяет получать данные о фактической нагрузке и моменте на долоте.
2. Создание компьютерной программы в среде MS Excel для использования на практических занятиях по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин».
3. Применение методики в процессе наклоно направленного ориентированного бурения и на стадии разработки проектных решений, позволяет провести оптимизацию режима бурения.
4. Получение нового способа контроля и управления параметрами режима бурения, который позволяет оперативно и эффективно управлять процессом бурения в заданном направлении с меньшими затратами, при этом механическая скорость бурения увеличивается на 20–30% и предупреждаются аварийные состояния бурильной колонны (патент РФ №2354824, приоритет от 06.06.2006г).
5. Расширение области применения навигационных телесистем для контроля и управления параметрами режима бурения позволяет отказаться от применения дополнительных дорогостоящих блоков телесистем для контроля параметров режима бурения.

6. Результаты исследований нашли свое применение и представлены в научно-исследовательских отчетах по госбюджетной и хоздоговорной тематике Ухтинского государственного технического университета, в том числе, по заявкам ООО «Севергазпром». Результаты, полученные при выполнении работы, использованы на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета при подготовке специалистов и магистров техники и технологий.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на международных научно-технических конференциях «Севергеоэкотех» при Ухтинском государственном техническом университете в 2003–2008 годах, на научно-технических конференциях преподавателей и сотрудников УГТУ (2007, 2009 г. г.), использовались при разработке дипломных работ и магистерских диссертаций на кафедре бурения Ухтинского государственного технического университета.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, библиографического списка из 200 наименований и 2 приложений, содержит 215 страниц текста, включая 35 рисунков и 19 таблиц.

Публикации

Основные результаты исследований опубликованы в 8 статьях, в т. ч. 5 в изданиях рекомендованных ВАК РФ.

Благодарности

Автор с благодарностью хранит светлую память о первом научном руководителе, докторе технических наук, профессоре, академике Российской академии естественных наук Викторе Фёдоровиче Буслаеве за постановку задач исследований, оказание огромной помощи и постоянный контроль на всех этапах научно-исследовательской работы.

Автор выражает благодарность научному руководителю: доценту, кандидату технических наук Светлане Александровне Кейн за постоянный контроль и неоценимую помощь в подготовке работы.

Автор признателен ректору Ухтинского государственного технического университета, профессору, доктору технических наук Николаю Денисовичу Цхадая за создание оптимальных условий для подготовки работы.

Автор благодарен кафедре бурения Ухтинского государственного технического университета, и лично канд. техн. наук, доценту Ю. Л. Логачеву, канд. техн. наук, профессору Н. М. Уляшевой, докт. техн. наук, профессору И. Ю. Быкову за консультации и советы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении изложена актуальность диссертационной работы.

В первой главе проведен анализ методов получения информации о параметрах режима бурения при строительстве наклонно направленных скважин, а так же рассмотрены теоретические и практические аспекты существующих исследований, методик, технологий и средств по измерению, контролю и управлению параметрами режима бурения, в том числе, с применением навигационных телесистем.

Среди работ, выполненных в этом направлении, следует отметить исследования ученых, таких как, Балденко Д. Ф., Балденко Ф. Д., Бусласв В. Ф., Гержберг Ю. М., Иоанесян Ю. Р., Ишемгужин Е. И., Калинин А. Г., Кейн С. А., Лукьянов В. Т., Осипов П. Ф., Повалихин А. С., Сорокин В. Н., Султанов Б. З., Хегай В. К., Шафиков Ф. Х., Шаммасов Н. Х., Шмидт А. П., Юнин Е. К. и многих других.

На протяжении многих лет определение силовых параметров режима бурения основывалось на интерпретации и расчетах по данным измерительных приборов, расположенных на устье скважины, которые не отражают истинных значений силовых параметров режима бурения.

Для получения информации о силовых параметрах отечественными изобретателями ООО «ТатНИПИнефть», Куйбышев НИИ НП, ВНИИБТ, НИПИ «Нефтехимавтомат» и АЗИНХ были созданы различные устройства для бурения электробурами в 1950–1980 гг. Однако трудоемкость измерений, малый объем этого типа бурения в нашей стране (1,5–2%) и трудности организации проводного канала связи при турбинном и роторном бурении обусловили поиск новых способов получения информации об этих параметрах.

На основе анализа библиографических данных показано, что:

- применение навигационных телесистем для контроля и управления траекторией ствола направленных скважин приобрело в XXI веке устойчивый и практически безальтернативный характер;
- среди разработок иностранных фирм (Analysts-Shlumberger, Norton Christensen) в области измерения силовых параметров получили распространение дополнительные блоки навигационных телесистем, использование которых влечет дополнительные затраты, вклю-

чающие стоимость проката, ремонта, обслуживания, создания методического обеспечения и обучения кадров;

- анализ исследований, методик, технологий и средств по измерению силовых параметров, показал необходимость развития возможности применения навигационных телесистем для контроля и управления параметрами режима бурения;
- существует возможность использования данных навигационных телесистем для разработки методики, алгоритма и программы расчёта параметров режима бурения, в частности фактической нагрузки и момента на долоте.

Возможный путь решения проблемы получения информации о силовых параметрах режима бурения – это разработка новой методики использования информации навигационных телесистем, применяющихся в массовом бурении наклонных скважин.

Этот вопрос актуален и требует дальнейшего развития, особенно в сложных горно-геологических условиях Тимано-Печорской нефтегазопромысловой провинции.

Вторая глава посвящена созданию методики проведения промысловых исследований по установлению зависимости угла закручивания бурильной колонны от силы натяжения неподвижного конца талевого каната.

Повышение точности определения фактической нагрузки на долото в непосредственной близости от забоя скважины с минимальными затратами времени и средств по-прежнему остается одной из приоритетных задач при строительстве наклонно направленных и горизонтальных скважин.

На основе экспериментальных и теоретических исследований, выполненных ранее, заложены основы определения угла закручивания бурильной колонны под действием различных факторов и условий в скважине.

В связи с совершенствованием бурового оборудования, средств по контролю режима бурения и повсеместным применением навигационных телесистем, стало возможным исследование процесса закручивания бурильной колонны под действием реактивного момента забойного двигателя (далее по тексту угол закручивания бурильной колонны) от силы натяжения неподвижного конца талевого каната современными средствами.

В главе приводятся основные результаты и анализ промысловых экспериментов, которые были получены лично автором при строительстве двух наклонно направленных скважин на Мусюршорском нефтяном месторождении в интервале 1400–2100 м совместно с технологами и буровыми мастерами компаний ООО «Интегра-Бурение» и ООО «НК «Северное Сияние».

При проведении промысловых исследований использовалась компоновка низа бурильной колонны, которая включала долото Hughes Christensen MXL-1, забойный двигатель объемного типа ДР-240 и телесистему MWD «Geolink», установленную в немагнитных утяжеленных бурильных трубах (рисунок 1).

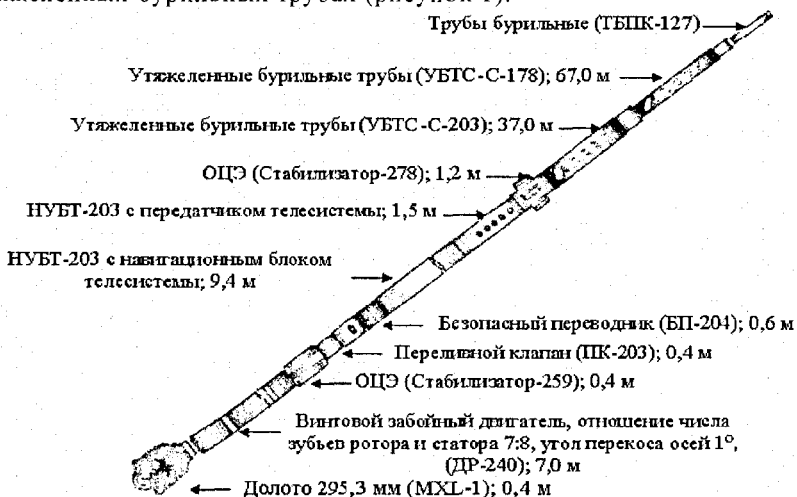


Рисунок 1 – Компоновка низа бурильной колонны

Надежное центрирование компоновки низа бурильной колонны в стволе скважины обеспечивали два опорно-центрирующих элемента. Точка регистрации положения отклонителя навигационного блока телесистемы находилась в 17 м от забоя скважины.

Для измерения азимута плоскости действия отклонителя применяли навигационную телесистему MWD «Geolink».

Последовательность операций при проведении промысловых исследований была следующей:

1. Начальное положение системы КНБК-забой: КНБК находится над забоем скважины, сила натяжения неподвижного конца талевого каната равна собственному весу инструмента, при постоянной скорости подачи промывочной жидкости Q , измеряют азимут плоскости действия отклонителя A_1 , град.
2. Рабочее состояние системы КНБК-забой: при постоянной скорости подачи промывочной жидкости Q , ступенчато разгружают бурильную колонну на забой скважины, измеряют силу натяжения неподвижного конца талевого каната $F_{гив}$, наземным датчиком. При этом определяют соответствующие показания азимута плоскости действия отклонителя A_1 , град.

3. Рассчитывают углы закручивания бурильной колонны по формуле,
$$\varphi_1 = A_1 - A_2. \quad (1)$$

Промысловые исследования проведены на скважинах №300 и №306 Мусюршорского месторождения, которое расположено на севере Республики Коми.

По скважине №300 экспериментальные исследования проведены в интервале 1400–2100 м, который характеризуется следующими параметрами: в литологическом разрезе преобладают глины плитчатые с прослоями песчаников малой мощности, наклонный ствол зарезан с глубины 600 м, среднее значение зенитного угла 31°, азимут скважины 351,5°. Буровой раствор полимер-бентонитовый (структурообразователи PolyPAC R, PolyPAC ELV, бентонит, смазывающая добавка FK-Lube).

По скважине №306 экспериментальные исследования проведены в интервале 1400–2100 м, наклонный ствол зарезан с глубины 1060 м, среднее значение зенитного угла 25°, азимут скважины 84°, параметры бурового раствора такие же, как и на скважине №300.

На рисунках 2–5 приведены данные промысловых исследований угла закручивания бурильной колонны от силы натяжения неподвижного конца талевого каната, которые были обработаны методами математической статистики, что позволило выявить линейную регрессионную зависимость этих параметров.

В результате обработки данных промыслового эксперимента методами математической статистики было выявлено, что между углом закручивания бурильной колонны и силой натяжения неподвижного конца талевого каната существует корреляционная связь, которая наилучшим образом может быть описана трендом регрессионной зависимости линейного характера.

Выявленная связь данных имеет следующие характеристики:

- коэффициент корреляции изменяется в пределах 0,6–0,9;
- величина достоверности аппроксимации изменяется в пределах 0,3–0,8.

В результате промыслового эксперимента получена зависимость для определения угла закручивания бурильной колонны от силы натяжения неподвижного конца талевого каната, которая имеет линейный характер с изменяющимся тангенсом угла наклона прямой от 0,8 до 1,6.

Эти знания обеспечили в дальнейшем возможность определения фактической нагрузки на долото по величине угла закручивания бурильной колонны.

Результаты полученные при исследованиях позволили разработать методику определения силовых параметров режима бурения с применением навигационной телесистемы, расположенной в непосредственной близости от забоя скважины.

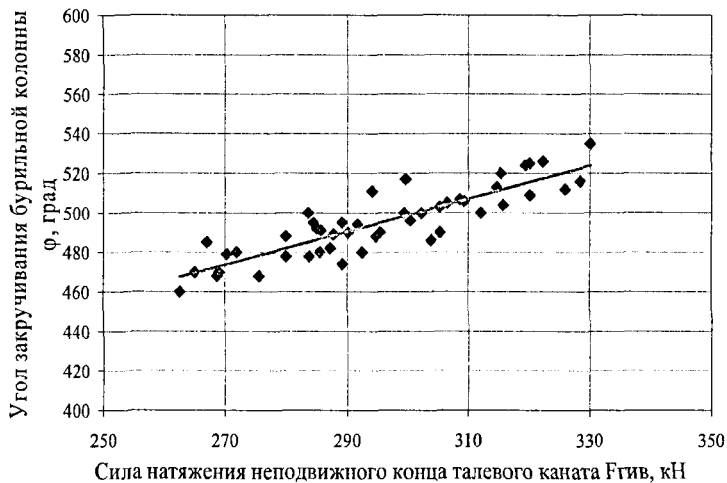


Рисунок 2 – Промысловые исследования в интервале 1607–1612 м (скважина №300)

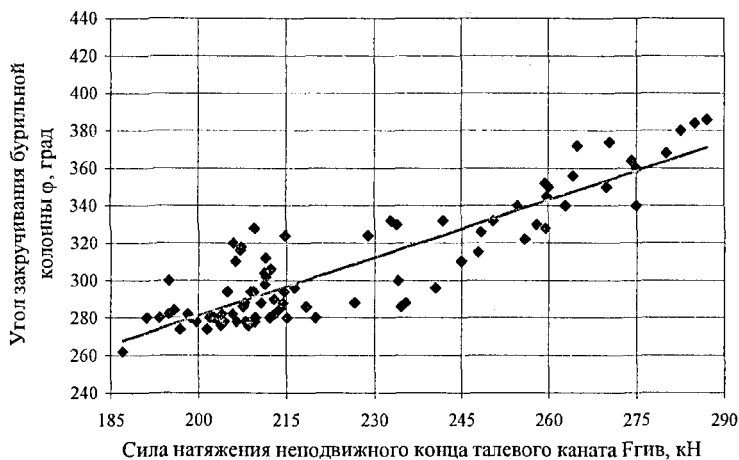


Рисунок 3 – Промысловые исследования в интервале 2041–2045 м (скважина №300)

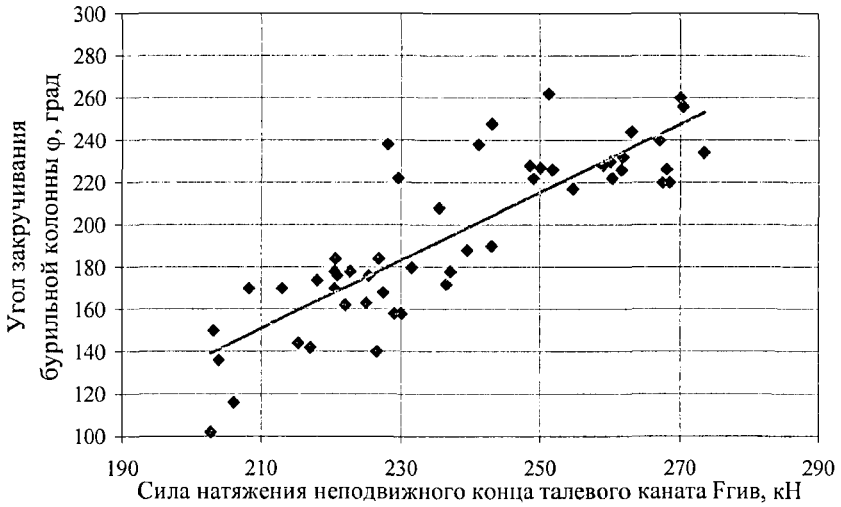


Рисунок 4 – Промысловые исследования в интервале 1408–1414 м (скважина №306)

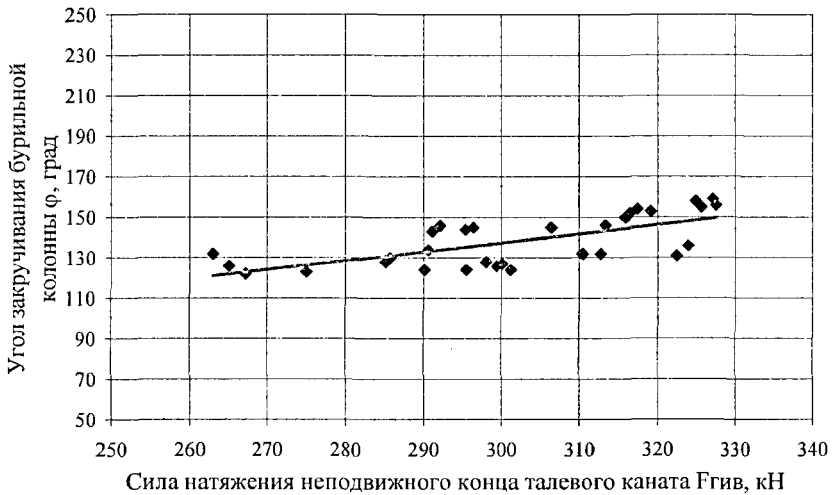


Рисунок 5 – Промысловые исследования в интервале 1619–1624 м (скважина №306)

В третьей главе изложена разработанная методика определения силовых параметров режима бурения на основе эмпирических и аналитических исследований.

Вопросу взаимодействия бурильной колонны со стенками скважины посвящены работы: Александрова М. М., Багирова Р. Е., Балденко Д. Ф., Балденко Ф. Д., Балицкого А. Г., Бронзова А. С., Буслаева В. Ф., Васильева Ю. С., Григулекого В. Г., Григоряна Н. А., Гноевых А. Н., Гулизаде М. П., Иоанесяна Ю. Р., Иоанесяна Р. А., Калинина А. Г., Касьянова В. М., Курепина В. И., Мдивани А. Г., Некрасова А. М., Никитина Б. А., Осипова П. Ф., Садыхова Ю. В., Сердюка Н. И., Солодко К. М., Спивака А. И., Симомянца Л. Е., Султанова Б. З., Фоменко Ф. Н., Шетлера Г. А. и других. Результаты получаемые по этим методикам не дают полного представления об этом процессе, так как ограничены использованием только теоретических исследований.

В диссертационной работе разработана методика определения силовых параметров режима бурения с применением навигационного блока телесистемы, расположенного в непосредственной близости от забоя скважины, использующая выявленную при проведении промысловых исследований зависимость для определения угла закручивания бурильной колонны от силы натяжения неподвижного конца талевого каната, которая имеет вид линейной зависимости, что позволяет достоверно оценивать силовые параметры режима бурения.

Известно, что изменение угла закручивания бурильной колонны зависит от множества параметров, среди которых наиболее важные: нагрузка и момент на долоте, крутящий момент забойного двигателя, длина колонны бурильных труб, жесткость материала колонны бурильных труб на кручение, момент сил сопротивления перемещению долота и бурильной колонны в скважине.

Для расчета угла закручивания бурильной колонны в наклонной скважине большинство исследователей этого вопроса используют известную формулу сопротивления материалов, которую впервые в бурении предложил использовать Иоанесян Ю. Р.:

$$\varphi = \frac{M \cdot L}{G \cdot I_p}, \quad (2)$$

где M – результирующий момент сил действующих на бурильную колонну, Н·м; $G \cdot I_p$ – жесткость на кручение сечения труб бурильной колонны, Н·м²; L – длина колонны бурильных труб, м.

На основе обобщения исследований результирующий реактивный момент определяем по формуле:

$$M = M_p - M_b - M_c, \quad (3)$$

где M_p – крутящий момент забойного двигателя (паспортная характеристика), Н·м; M_b – обобщенный момент боковых сил вращения долота и

его взаимодействия с забоем скважины под действием фактической нагрузки на долото и при фрезеровании стенок скважины под действием отклоняющей силы, Н·м; M_c – обобщенный момент сил взаимодействия бурильной колонны со стенками скважины, Н·м.

Схема действия сил и моментов сил в системе бурильная колонна–стенки скважины при ориентированном наклонно направленном бурении приведена на рисунке 6.

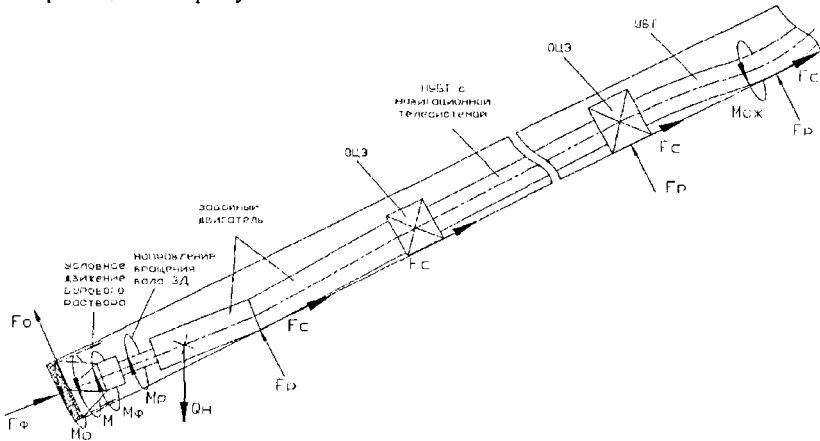


Рисунок 6 – Схема действия сил и моментов сил в системе бурильная колонна–стенки скважины при ориентированном наклонно направленном бурении

Обобщенный момент боковых сил вращения долота определяем по формуле:

$$M_6 = M_\phi + M_o, \tag{4}$$

где M_ϕ – момент сил взаимодействия долота с забоем скважины под действием фактической нагрузки на долото, Н·м; M_o – момент сил радиального взаимодействия долота с забоем скважины, отклонении и фрезеровании стенок скважины долотом, Н·м.

Для определения момента боковых сил вращения долота, его взаимодействия с забоем скважины под влиянием фактической нагрузки на долото и фрезеровании стенок скважины под действием отклоняющей силы используются различные аналитические и эмпирические зависимости. Не существует единого мнения о характере изменения M_ϕ в зависимости от фактической нагрузки на долото и частоты его вращения. В некоторых случаях расхождения во мнениях ряда исследователей является следствием оперирования не действительным, а кажущимся значением фактической нагрузки на долото.

Момент сил взаимодействия долота с забоем скважины (далее по тексту момент на долоте) определяем по формуле:

$$M_{\phi} = F_{\phi} \cdot m_{уд}, \quad (5)$$

где F_{ϕ} – фактическая нагрузка на долото, Н; $m_{уд}$ – удельный момент на долоте, Н·м/Н.

Понятие удельный момент было введено Г. И. Булахом для характеристики энергоемкости типоразмера долота и породы при данном режиме разрушения последней. В связи с тем, что накоплен достаточно большой материал промысловых исследований, характеризующих изменение удельного момента при различных нагрузках на долото и режимах разрушения породы, его определение будем вести по справочным данным, которые приводит в своих работах А. Г. Калинина.

Момент сил радиального взаимодействия долота с забоем, его отклонении и фрезировании стенок скважины определяем по формуле:

$$M_{\nu} = \frac{D_d}{2} \cdot f \cdot F_{от}, \quad (6)$$

где D_d – паружный диаметр долота, м; f – коэффициент трения долота о стенку скважины; $F_{от}$ – отклоняющая сила на долоте, Н.

Значения коэффициента трения для различных типов долот и категорий твердости пород получены экспериментально в исследованиях А. Г. Калинина, Б. З. Султанова.

Для определения отклоняющей силы рассмотрим схему действия сил и моментов сил в системе буровая колонна–стенки скважины при ориентированном наклонно направленном бурении (рис. 6), которая находится в состоянии равновесия при проводке криволинейного участка профиля скважины с использованием гидродвигателя с искривленным корпусом (кривым переводником между силовой и шпindelной секциями). Для поддержания заданной интенсивности искривления необходимо, чтобы на верхнюю стенку скважины действовала отклоняющая сила $F_{от}$, направленная перпендикулярно к оси долота.

Отклоняющая сила определяется по формуле:

$$F_{от} = \frac{M_y - Q_n \cdot L_n \cdot \sin(\alpha + \beta)}{L_n}, \quad (7)$$

где M_y – момент упругих сил действующий в сечении изгиба корпуса забойного двигателя, Н·м; Q_n – сила тяжести шпинделя и долота в буровом растворе, Н; L_n – расстояние от центра тяжести шпинделя и долота до плоскости изгиба отклонителя, м; L_n – расстояние от торца долота до плоскости изгиба отклонителя, м; α – зенитный угол скважины, градус; β – угол между осями скважины и долота, градус.

Момент упругих сил определяется с учетом жесткости стенок скважины, корпуса забойного двигателя, нагрузки на долото и зенитного угла скважины.

Из работ вышеупомянутых ученых следует, что при практических расчетах можно допустить, что стенки скважины и корпус забойного двигателя являются абсолютно жесткими телами, и принять, что M_y соответствует максимальному моменту упругих сил:

$$M_y = \sigma_T \cdot W_{и}, \quad (8)$$

где σ_T – предел текучести материала искривленного корпуса (кривого переводника), Н/м²; $W_{и}$ – момент сопротивления сечения изгибу, м³.

Обобщенный момент сил взаимодействия бурильной колонны со стенками скважины определяем по формуле:

$$M_c = M_{сж} + M_{ст} + M_{и}, \quad (9)$$

где $M_{сж}$, $M_{ст}$, $M_{и}$ – соответственно моменты сил взаимодействия бурильной колонны со стенками скважины на участках сжатия, стабилизации и искривления ствола, Н·м.

Момент сил взаимодействия бурильной колонны на участке сжатия определяем по формуле:

$$M_{сж} = \frac{\kappa_d^2 \cdot q_{КНБК}^2 \cdot r \cdot D_{УБТ} \cdot \mu_{з.сж} \cdot L_{сж}^3}{24 \cdot E \cdot I_p}, \quad (10)$$

где κ_d – коэффициент динамичности нагрузки (из работ Л. Е. Симонянца и А. М. Некрасова 1,3÷1,4); $q_{КНБК}$ – вес погонного метра КНБК (с УБТ) в буровом растворе, Н/м; r – зазор между стенкой скважины и УБТ, м; $D_{УБТ}$ – наружный диаметр УБТ, м; $\mu_{з.сж}$ – коэффициент сопротивления закручиванию сжатой части УБТ в скважине; $L_{сж}$ – длина сжатой части КНБК (с УБТ), м; $E \cdot I_p$ – жесткость УБТ на изгиб, Н·м².

Момент сил взаимодействия бурильной колонны на участке стабилизации ствола скважины определяем по формуле:

$$M_{ст} = \mu_{з.ст} \cdot q_{УБТ} \cdot \frac{D_{з.ст}}{2} \cdot L_{ст} \cdot \sin \alpha_{ст}, \quad (11)$$

где $\mu_{з.ст}$ – коэффициент сопротивления закручиванию бурильной колонны на участке стабилизации ствола скважины; $D_{з.ст}$ – диаметр замков бурильных труб, м; $L_{ст}$ – длина участка стабилизации, м; $\alpha_{ст}$ – зенитный угол ствола скважины на участке стабилизации, град.

На участке набора зенитного угла наблюдается изменение направления ствола и происходит прижатие бурильных труб под действием веса растянутой части колонны, расположенной на прямолинейном наклонном участке профиля скважины.

Величина силы давления зависит от веса растянутой части бурильной колонны на участке стабилизации и от угла обхвата, то есть от интенсивности искривления скважины на участке набора зенитного угла. Поэтому при исследовании взаимодействия бурильной колонны со стенками скважины необходимо учитывать силы прижатия колонны на этом участке.

Момент сил взаимодействия бурильной колонны на участке искривления со стенками скважины рассчитываем по формуле:

$$M_{\text{и}} = \mu_{\text{з.и}} \cdot \frac{D_{\text{в.гр.}}}{2} \cdot F_{\text{п}}, \quad (12)$$

где $\mu_{\text{з.и}}$ – коэффициент сопротивления закручиванию бурильной колонны на искривленном участке; $F_{\text{п}}$ – сила прижатия бурильной колонны к стенкам скважины на интервале набора зенитного угла под действием собственного веса и силы давления труб на стенки скважины за счет натяжения весом колонны, определяемая по формуле:

$$F_{\text{п}} = \left[q_{\text{БТ}} \cdot L_{\text{и}} \cdot (\cos \alpha_{\text{и}} - \mu_{\text{и}} \cdot \sin \alpha_{\text{и}}) + \frac{q_{\text{БТ}} \cdot L_{\text{и}}}{2} \cdot \cos \frac{\alpha_{\text{и}}}{2} \right] - q_{\text{БТ}} \cdot L_{\text{и}} \cdot \sin \frac{\alpha_{\text{и}}}{2}, \quad (13)$$

где $q_{\text{БТ}}$ – вес погонного метра бурильной трубы в буровом растворе, Н/м; $\mu_{\text{и}}$ – коэффициент сопротивления закручиванию бурильной колонны на искривленном участке скважины; $L_{\text{и}}$ – длина участка искривления ствола скважины, м; $\alpha_{\text{и}}$ – зенитный угол на участке искривления ствола скважины, град.

Формула для расчета фактической нагрузки на долото имеет вид:

$$F_{\text{ф}} = \frac{(M_{\text{р}} - M_{\text{б}} - M_{\text{с}}) \cdot L - \varphi \cdot G \cdot I_{\text{р}}}{L \cdot m_{\text{уд}}}. \quad (14)$$

В формулу для расчета фактической нагрузки на долото входят взаимосвязанные параметры, а именно: угол закручивания бурильной колонны и сила натяжения неподвижного конца талевого каната, корреляционная зависимость, между которыми установлена в промысловых исследованиях и представлена на рисунках 2–5.

На рисунках 7–8 приведены зависимости изменения силы натяжения неподвижного конца талевого каната от угла закручивания бурильной колонны по промысловым данным и по разработанной методике (зависимость фактической нагрузки на долото от угла закручивания). Анализ графиков говорит о том, что при наклонно направленном бурении на долото доводится от 50 до 80% силы натяжения неподвижного конца талевого каната, в интервале 1400–2100 м, что соответствует стандартным расчетам и не противоречит общепринятым представлениям.

На рисунке 9 приведены зависимости момента на долоте от угла закручивания бурильной колонны по скважинам №300 и №306 Мусюршорского месторождения, которые рассчитаны по разработанной в работе методике.

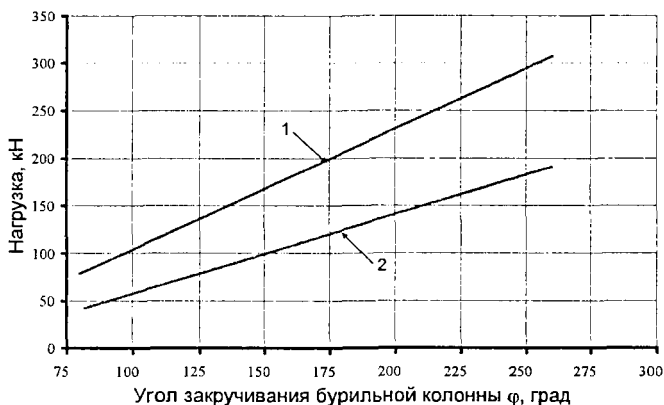


Рисунок 7 – Зависимости изменения нагрузки от угла закручивания буровой колонны (месторождение Мусюршор, скважина №300)
 1 – линия тренда (зависимость силы натяжения неподвижного конца талевого каната от угла закручивания буровой колонны); 2 – расчет по методике (зависимость фактической нагрузки на долото от угла закручивания буровой колонны)

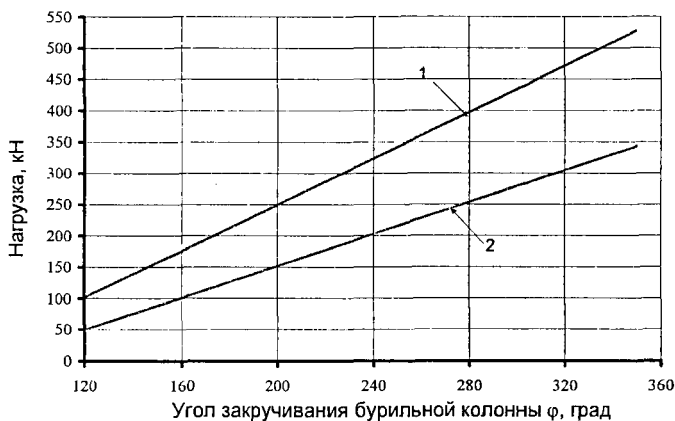


Рисунок 8 – Зависимости изменения нагрузки от угла закручивания буровой колонны (месторождение Мусюршор, скважина №306)
 1 – линия тренда (зависимость силы натяжения неподвижного конца талевого каната от угла закручивания буровой колонны); 2 – расчет по методике (зависимость фактической нагрузки на долото от угла закручивания буровой колонны)

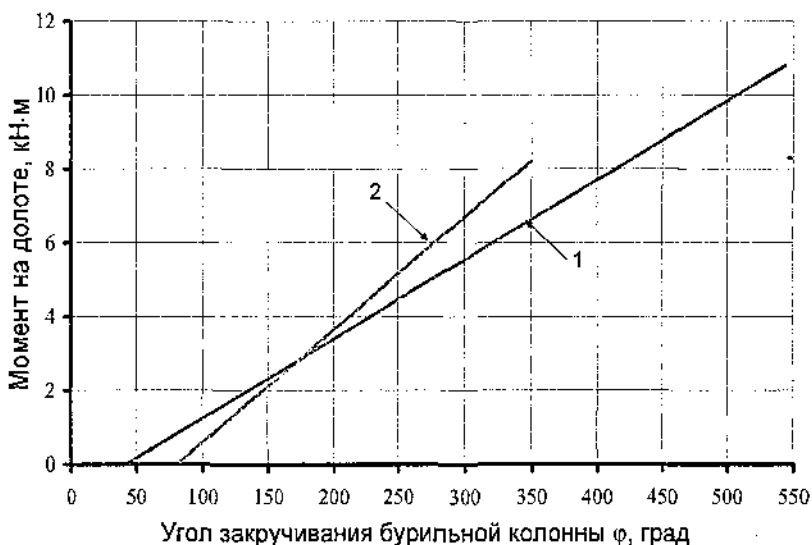


Рисунок 9 – Зависимость момента на долоте от угла закручивания буровой колонны на месторождении Мусюршор (расчет по методике)
1 – скважина №300, 2 – скважина №306

Разработанная методика расчета силовых параметров режима бурения использует выявленную при проведении промышленных исследований линейную зависимость силы натяжения неподвижного конца талевого каната от угла закручивания буровой колонны и позволяет определять фактическую нагрузку и момент на долоте.

Для оперативного применения методики на буровой была разработана компьютерная программа в среде Borland DELPHI. Её использование позволяет оперативно при минимуме входных данных получать информацию о фактической нагрузке и моменте на долоте. Таким образом, возможно поддерживать и корректировать те режимы бурения, которые указаны в режимно-технологических картах, а так же учитывать полученные данные при разработке проектных решений.

Четвертая глава посвящена разработке методики управления силовыми параметрами режима бурения, которая позволяет провести его оптимизацию по критерию максимума механической скорости бурения.

Известно, что применяемые для управления режимом бурения измерительные наземные приборы и датчики не отражают истинных значений силовых параметров режима бурения, и поэтому не дают возможности вести бурение скважин в оптимальных режимах, с использованием имеющихся резервов.

В последние годы на кафедре бурения Ухтинского государственного технического университета Бусласвым В. Ф., Кейн С. А. Мищенко Р. Н. проведены работы по расширению области применения навигационных телесистем для управления режимом бурения.

В результате была разработана методика управления силовыми параметрами режима бурения, использующая измерения навигационного блока телесистемы и наземных датчиков станции контроля процессов бурения.

Для получения информации, на основе которой будет проведена оптимизация режима бурения, необходимо провести *забойное тестирование*: в пределах рекомендованного диапазона разгружают бурильную колонну на забой скважины с шагом 10 кН, измеряют силу натяжения неподвижного конца талевого каната $F_{гив}$ наземным датчиком, определяют показания блока измерения азимута навигационной телесистемы A_i и механическую скорость бурения V , датчиком станции контроля процессов бурения.

Изменение азимута плоскости действия отклонителя φ , рассчитывают по формуле (1).

Оптимизацию режима бурения осуществляют, выбирая из серии замеров тот, при котором получен максимум механической скорости бурения. Параметры выбранного замера соответствуют оптимальному режиму бурения. Углубление скважины ведут по выбранным параметрам режима бурения: сила натяжения неподвижного конца талевого каната, изменение азимута плоскости действия отклонителя, механическая скорость бурения. Плоскость действия отклонителя ориентируют по требуемому азимуту $A_{тр}$, который рассчитывают по формуле:

$$A_{тр} = A_{пр} + \varphi_{опт} \quad (15)$$

где $\varphi_{опт}$ – изменение азимута плоскости действия отклонителя оптимального режима бурения (в случае, когда значение $A_{тр}$ получается больше 360° , необходимо из $A_{тр}$ вычесть 360°), град.

Углубление скважины ведут по проектному азимуту $A_{пр}$ без изменения параметров выбранного режима бурения.

Если в процессе углубления скважины механическая скорость бурения уменьшается на 25% и более, процесс *забойного тестирования* повторяют.

Промысловые испытания методики были проведены на скважине №300 и №306 Мусюршорского месторождения, что подтверждено соответствующими актами.

Этапы реализации технологии по скважине №300:

1. Спускают компоновку низа бурильной колонны на расстояние двух метров от забоя скважины, которая включает: долото Hughes Christensen 295,3 мм (MXL-1) с рекомендуемой для данного интервала испытаний разгрузкой бурильной колонны на забой скважины 190–280 кН, которая определяется силой натяжения неподвижного конца талевого каната, винтовой забойный двигатель объемного типа и телесистему MWD «Geolink», установленную в немагнитных утяжеленных бурильных трубах (рисунок 1).

2. Запускают циркуляцию бурового раствора ($Q = 30$ л/с) без разгрузки бурильной колонны на забой скважины. При устойчивом режиме работы забойного двигателя определяют показания блока измерения азимута навигационной телесистемы $A_1 = 92^\circ$ (азимут плоскости действия отклонителя не изменяется, $\varphi_1 = 0^\circ$).

3. С шагом 10 кН увеличивают разгрузку бурильной колонны на забой скважины, определяемую силой натяжения неподвижного конца талевого каната $F_{гив_i}$ (190, 200, 210, ...280 кН). Регистрируют показания блока измерения азимута навигационной телесистемы A_i и данные измерительных приборов станции контроля процессов бурения, а именно $F_{гив_i}$ и V_i .

4. Результаты замеров заносят в таблицу.

Таблица – Данные промысловых испытаний

Номер замера	Сила натяжения неподвижного конца талевого каната $F_{гив_i}$, кН	Фактическая нагрузка на долото (расчет) F_{ϕ} , кН	Показания блока измерения азимута отклонителя A_i , град	Изменение азимута плоскости действия отклонителя $\varphi_i = A_i - A_1$, град	Механическая скорость бурения V_i , м/ч
1	0	–	92	0	0
2	190	114	260	168	13,6
3	200	121	268	176	12,4
4	210	127	275	183	15,8
5	220	134	283	191	13,3
6	230	140	291	199	7,0
7	240	147	299	207	7,0
8	250	153	307	215	18,1
9	260	160	315	223	15,8
10	270	167	323	231	15,8
11	280	173	331	239	8,9

5. Проанализировав полученные данные, выбирают замер, который обеспечивает максимальную механическую скорость бурения. Анализ показывает, что оптимальным является замер под номером 8, которому соответствует механическая скорость 18,1 м/ч, разгрузка бурильной колонны на забой скважины составляет 250 кН, изменение азимута плоскости действия отклонителя 215°. Расчет по методике показывает, что фактическая нагрузка на долото составляет 153 кН. По проекту на строительство скважины оптимальной является разгрузка бурильной колонны на забой скважины 190 кН.

На самом деле выполненные исследования показывают, что при 190 кН, механическая скорость бурения 13,6 м/ч. На основании вышесказанного была дана рекомендация для корректировки проектного решения.

6. Рассчитывают по формуле (15) требуемый азимут установки отклонителя (проектный азимут $A_{пр}=351^\circ$):

$$A_{тр} = 351^\circ + 215^\circ = 566^\circ, \text{ так как } 566^\circ > 360^\circ, \text{ то } A_{тр} = 566^\circ - 360^\circ = 206^\circ.$$

7. Расхаживают колонну бурильных труб. Фиксируют плоскость действия отклонителя по требуемому азимуту $A_{тр}=206^\circ$ и ведут дальнейшее углубление скважины до следующего наращивания без изменения выбранных параметров режима бурения.

Основные выводы:

1. Установлено, что при ориентированном наклонно направленном бурении зависимость угла закручивания бурильной колонны от силы натяжения неподвижного конца талевого каната по данным наземных датчиков носит корреляционный характер и имеет вид линейной зависимости.
2. Научно обоснована и доказана на практике буровых работ возможность применения навигационных блоков телесистем для определения и оптимизации параметров режима бурения.
3. Получила дальнейшее развитие теория взаимодействия бурильной колонны и стенок скважины при ориентированном наклонно направленном бурении: установлено, что величина фактической нагрузки на долото может быть определена величиной угла закручивания бурильной колонны.
4. Разработан новый способ контроля и управления параметрами режима бурения, который позволяет оперативно и эффективно управлять процессом бурения в заданном направлении с меньшими грудо-затратами, при этом механическая скорость бурения увеличивается на 20–30% и предупреждаются аварийные состояния бурильной колонны (патент РФ №2354824, приоритет от 06.06.2006г).

5. Разработана научно-обоснованная методика контроля и управления параметрами режима бурения с применением навигационных телесистем, используя которую на Мусюршорском месторождении, получили увеличение механической скорости бурения на 28%.

6. Результаты исследований нашли свое применение и представлены в научно-исследовательских отчетах по госбюджетной и хоздоговорной тематике Ухтинского государственного технического университета, в том числе, по заявкам ООО «Севергазпром». Результаты, полученные при выполнении работы, использованы на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета при подготовке специалистов и магистров техники и технологии.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Мищенко, Р. Н. О возможности использования забойных навигационных телесистем для оптимизации режимов бурения [Текст] / Р. Н. Мищенко, В. Ф. Буслаев, А. Н. Горбиков, Н. И. Кузнецов // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: «ВНИИОЭНГ», 2007. – №2. – С. 6–7.

2. Мищенко, Р. Н. Результаты промысловых испытаний определения забойных параметров с использованием телесистем [Текст] / Р. Н. Мищенко, В. Ф. Буслаев, А. Н. Горбиков, А. В. Мануйлов // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: «ВНИИОЭНГ», 2008. – №1. – С. 19–22.

3. Мищенко, Р. Н. Обоснование и выбор траектории сверхглубокой наклонно направленной скважины [Текст] / Р. Н. Мищенко, В. Ф. Буслаев, А. Н. Горбиков, А. В. Кравчук, А. В. Мануйлов. // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: «ВНИИОЭНГ», 2008. – №1. – С. 3–4.

4. Буслаев, В. Ф. Исследование работы бурильной колонны, контроля и управления процессом бурения, горизонтальных скважин с большой протяженностью ствола [Текст] / В. Ф. Буслаев, Р. Н. Мищенко, А. Н. Горбиков, Р. Р. Абдуллин, Ю. Г. Башаров // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: «ВНИИОЭНГ», 2008. – №4. – С. 14.

5. Мищенко, Р. Н. Опыт применения навигационных телесистем для управления забойными параметрами режима бурения на примере месторождения Мусюршор [Текст] / Р. Н. Мищенко, В. Ф. Буслаев, С. А. Кейн // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: «ВНИИОЭНГ», 2009. – №4. – С. 27–30.

6. Мищенко, Р. Н. Исследование продольных колебаний бурильной колонны [Текст] / Р. Н. Мищенко, В. К. Хегай // Тез. докл. IV межрегиональной молодежной научной конференции «Севергеоэко-тех-2003»: материалы конференции (19–21 марта 2003 г., Ухта). – Ухта: УГТУ, 2003. – С. 204–206.

7. Мищенко, Р. Н. Исследование крутильных колебаний бурильной колонны [Текст] / Р. Н. Мищенко, В. К. Хегай, М. И. Юхнин // Тез. докл. IV межрегиональной молодежной научной конференции «Севергеоэко-тех-2003»: материалы конференции (19–21 марта 2003 г., Ухта). – Ухта: УГТУ, 2003. – С. 216–218.

8. Пат.2354824 Российская федерация, МПК8 E21B47/02. Способ контроля и управления забойными параметрами режима бурения [Текст] / Р. Н. Мищенко, В. Ф. Буслаев, Г. В. Буслаев и др. – №2006119886-03; заявл. 06.06.06; опубл. 10.05.09, Бюл. № 13.



Ухтинский государственный технический университет
Отпечатано в отделе оперативной полиграфии.
Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, 13.
Усл. печ. 1,40 Тираж 100 экз. Заявка №.1159.