

На правах рукописи

СИМОНЯНЦ СЕРГЕЙ ЛИПАРИТОВИЧ

**НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕВОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ
ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ТУРБИННОГО БУРЕНИЯ**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Тюмень – 2004

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью
"Велл Процессинг"

Официальные оппоненты – доктор технических наук, профессор
Спасибов Виктор Максимович
– доктор технических наук, профессор
Ширин-Заде Сиявуш Али-Сафтарович
– доктор технических наук
Курбанов Яраги Маммаевич

Ведущая организация – Дочернее общество с ограниченной
ответственностью "Буровая компания
Открытого акционерного общества
"Газпром" (ДООО "Бургаз")

Защита состоится 24 декабря 2004 года в 9.00 часов на заседании
диссертационного совета Д 212.273.01 при Государственном образовательном
учреждении "Тюменский государственный нефтегазовый университет"
по адресу: 625039, Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского
государственного нефтегазового университета по адресу: 625039, Тюмень,
ул. Мельникайте, 72.

Автореферат разослан 24 ноября 2004 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук,
профессор



В.П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. За 80 лет интенсивного развития и масштабного применения турбобуров в нашей стране было построено огромное количество скважин в Урало-Поволжье, Западной Сибири и других регионах, пробурена самая глубокая скважина в мире – Кольская СГ-3, а Российская Федерация стала одной из крупнейших нефтегазовых держав. В течение многих десятилетий применение турбинного способа составляло около 80 процентов от общего объема проходки. Известные преимущества турбинного бурения заключались в значительном росте скорости бурения по сравнению с другими способами, а также в существенной экономии затрат на дорогостоящие высокопрочные бурильные и утяжеленные трубы.

На сегодняшний день Россия, как и ранее Советский Союз, является единственной страной в мире, продолжающей столь широко использовать турбобуры. Однако, конструкции серийных турбобуров, которыми выполняется весь объем турбинного бурения, были разработаны около 40 лет назад и с тех пор практически не обновлялись. Между тем за последние годы произошли существенные изменения как технических, так и экономических условий, в которых работают буровые предприятия, использующие турбобуры. Появились новые более эффективные типы породоразрушающих инструментов: трехшарошечные долота с герметизированными маслonaполненными опорами и безопорные долота с алмазно-твердосплавными пластинами, требующие иных режимных параметров работы, чем те, которые могут обеспечить серийные турбобуры. Значительно возросли показатели надежности и долговечности низкооборотных винтовых забойных двигателей – основного конкурента турбобуров. Установившиеся в стране рыночные экономические отношения определили новые подходы и требования к проблеме использования турбобуров, когда турбобур следует рассматривать не только как техническое средство для бурения скважин, но и как промышленный товар, который необходимо реализовать на рынке. Если не учитывать эти изменения и не предпринимать соответствующие меры по техническому переоснащению турбинного бурения, то относительные объемы применения этого высокоэффективного, технологичного и прогрессивного способа бурения могут существенно сократиться.

Весь опыт развития конструкций турбобуров свидетельствует о том, что потенциал турбинного бурения далеко не исчерпан. Одним из основных направлений дальнейшего развития и совершенствования турбинного бурения является техническая модернизация конструкций серийно выпускаемых турбобуров с целью обновления морально устаревшего парка гидротурбинных забойных двигателей. При этом необходим комплексный подход к оптимизации технологического процесса турбинного бурения и разработке конструкций и характеристик турбобуров, учитывающий физико-механические свойства горных пород, параметры проектного профиля ствола скважины, характеристики выбранных типоразмеров долот, наземного бурового оборудования и т.д. Эта модернизация должна быть направлена на удовлетворение потребностей буровых предприятий в использовании наиболее эффективных типов турбобуров при бурении скважин.

Таким образом, тема диссертационной работы посвящена научному обоснованию одного из важнейших и актуальных технико-технологических решений – целевой модернизации серийно выпускаемых турбобуров, внедрение которой позволяет провести техническое перевооружение турбинного бурения, повысить его эффективность, улучшить технико-экономические показатели строительства скважин и, тем самым, вносит существенный вклад в развитие нефтяной и газовой промышленности нашей страны.

Цель работы. Повышение эффективности турбинного способа бурения нефтяных и газовых скважин путем проведения целевой технической модернизации серийно выпускаемых конструкций турбобуров на основе разработанных научно обоснованных методов и технических средств, расширяющих технологические и эксплуатационные возможности турбобуров в различных геолого-технических условиях.

Основные задачи работы

1. Анализ основных направлений повышения эффективности турбинного способа бурения и эксплуатационных качеств турбобуров.
2. Исследование энергетических и эксплуатационных характеристик турбобуров.
3. Оптимизация параметров режима турбинного бурения.
4. Создание принципиально нового научно-методического подхода к комплексной модернизации техники и технологии турбинного бурения.

5. Исследование и разработка новых и усовершенствованных конструкций технических средств для модернизации турбобуров.

6. Промышленное внедрение разработанных технико-технологических решений.

Методы исследований. Методической основой выполненных исследований является комплексный подход к решению основных задач работы. При теоретических исследованиях были использованы современные математические методы, в т.ч. методы нечетких множеств. Обработка результатов экспериментальных исследований проводилась с использованием методов математической статистики. Достоверность и значимость научных положений были подтверждены результатами промысловых испытаний и внедрения разработанных технико-технологических решений при турбинном бурении нефтегазовых скважин в разных районах и геолого-технических условиях.

Научная новизна

1. В результате исследования проблемы повышения эффективности турбинного способа бурения на современном этапе, впервые научно обосновано проведение целевой технической модернизации серийных турбобуров на комплексной основе оптимизации параметров режима бурения, разработки новых технических средств и применения принципов унификации и апгрейда.

2. На основании разработанного научно-методического подхода решена задача оптимизация режимов турбинного бурения в широком диапазоне параметров путем регулирования и управления энергетическими характеристиками турбобуров.

3. В результате использования метода нечетких множеств при решении многокритериальных задач, научно обоснован выбор оптимального режима работы долота, обеспечивающего заданный критерий оптимизации.

4. Научно доказана целесообразность уменьшения гидравлической нагрузки, действующей на осевую опору турбобура и увеличения коэффициента полезного действия в рабочей зоне турбобура за счет применения несимметричных ступеней турбин.

Основные защищаемые положения

1. Концепция целевой системной модернизации техники и технологии турбинного бурения, направленная на улучшение характеристик и

эксплуатационных качеств серийных турбобуров для повышения эффективности и технико-экономических показателей турбинного способа бурения.

2. Методические основы проектирования и выбора рациональных параметров характеристик турбобуров для оптимизации режимов турбинного бурения.

3. Методические основы и технико-технологические решения целевой модернизации турбинного бурения при работе с шарошечными и алмазными долотами.

4. Новые технические средства целевой модернизации серийных турбобуров: высокомоментные турбины ТВМ-195, стабилизированные шпиндели ШС-195, осевые опоры серии ПУМ.

Практическая ценность

1. Разработана и внедрена методика проектирования и выбора рациональных энергетических характеристик турбобуров, позволяющая обеспечить требуемые параметры турбобуров для заданных типоразмеров долот и режимов бурения, с использованием разных типов турбин, ступеней гидроторможения и других технических средств.

2. Разработаны, испытаны и внедрены новые технические средства – турбины, шпиндели, осевые опоры, позволившие модернизировать серийные турбобуры и обеспечить повышение эффективности и технико-экономических показателей турбинного бурения.

3. Целевая системная модернизация позволяет буровым предприятиям – потребителям турбобуров, расширить технологические возможности турбинного бурения, оптимизировать его режимы и повысить технико-экономические показатели строительства скважин.

4. Целевая системная модернизация позволяет научно-внедренческим, инновационным и машиностроительным предприятиям – разработчикам и производителям техники турбинного бурения, создавать новые технические средства, повышающие эффективность и технико-экономические показатели турбинного бурения.

Реализация работы в промышленности. Разработанные технические средства – высокомоментные турбины ТВМ-195, стабилизированные шпиндели ШС-195, осевые опоры серии ПУМ, и технологические рекомендации, позволившие модернизировать серийные турбобуры, в 2001–

2004 г. прошли промысловые испытания и внедрены при турбинном бурении нефтяных и газовых скважин в буровых предприятиях: РУП ПО "Белоруснефть", ОАО "ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть", ООО "ЛУКОЙЛ-Бурение", ДООО "Бургаз", ООО "Пурнефтегаз-Бурение".

Апробация работы. Содержание диссертационной работы докладывалось в 1980–2004 гг. на всесоюзных и всероссийских научно-технических и практических конференциях и семинарах во ВНИИБТ, в быв. Министерствах нефтяной промышленности и газовой промышленности, в Ассоциации буровых подрядчиков, в Ассоциации "Буровая техника", на Правлении НТО НГП им. акад. И.М. Губкина, в РУП ПО "Белоруснефть", ДООО "Бургаз", ООО "Пурнефтегаз-Бурение", ООО "ЛУКОЙЛ-Бурение", в других предприятиях и обществах.

Публикации. Основные материалы диссертационной работы опубликованы в 60 печатных трудах, в т.ч. 3 монографиях, 1 обзоре, 9 патентах и авторских свидетельствах.

Структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти разделов, основных выводов, списка использованных источников, включающего 110 наименований и приложений. Работа изложена на 302 страницах машинописного текста, содержит 37 рисунков и 43 таблицы.

Автор считает своим долгом почтить светлую память своего научного руководителя доктора технических наук, профессора Р.А. Иоаннесяна, который оказал значительное влияние на его становление и выбор основных направлений исследований; светлую память доктора технических наук, профессора Ю.Р. Иоаннесяна, с которым автора связывала многолетняя совместная работа и совместные научные труды; светлую память доктора технических наук, профессора М.Т. Гусмана, с которым автор обсуждал многие вопросы развития турбинного бурения.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приводится обоснование актуальности проблемы целевой модернизации техники и технологии турбинного бурения и постановка основных задач исследования.

В первом разделе анализируется современное состояние основных способов проводки нефтяных и газовых скважин в аспекте реализации оптимальных параметров режима бурения.

Рассмотрены основные исторические этапы развития турбинного бурения у нас в стране. Особо отмечена выдающаяся роль создателей первых советских многоступенчатых турбобуров, классиков теории и научно-методической базы турбинного способа бурения Петра Павловича Шумилова, Ролена Арсеньевича Иоаннесяна, Эйюба Измайловича Тагиева, Моисея Тимофеевича Гусмана. Показано, что значительный вклад в развитие современной теории и практики турбинного бурения внесли Иоаннесян Ю.Р., Любимов Г.А., Любимов Б.Г., Никитин Г.М., Булах Г.И., Баршай Г.С., Малкин Б.Д., Вадецкий Ю.В., Деркач Н.Д., Эскин М.Г., Симонянц Л.Е., Кулябин Г.А., Султанов Б.З., Кузин Б.В., Малышев Д.Г., Агеев А.И., Шумилов В.П., Матевосян Ц.М., Потапов Ю.Ф., Шиндин А.Ф., Чайковский Г.П., Кравец С.Г., Мациевский В.П., Мойсеенко В.М., Василенко А.А., Литвяк В.А., Попко В.В., Абиян Х.Л., Лапавок В.С., Мелия В.А., Будянский В.С., Брудный-Челядинов С.Ю., Миракян В.И., Пришляк И.Е., Несмеянов Г.Н., Гюлизаде У.А., Ледяшов О.А., Бикчурин Т.Н., Ильский В.Л., Кирия Т.А., Григорян Н.А., Багиров Р.Е., Шумова З.И., Собкина И.В., Ганелина С.А. и др., а также зарубежные исследователи В. Тираспольский, У. Маурер, Р. Юргенс и др. Теоретические и экспериментальные исследования рабочего процесса турбобура, разработки его конструкций, энергетических характеристик и технологий бурения, выполненные за 80-летнюю историю отечественного турбинного бурения, вывели этот способ на передовые позиции в нефтяной и газовой промышленности нашей страны. Автор участвовал в этих работах, начиная с 1970 года.

Развитие турбинного бурения в нашей стране проходило в условиях государственно-плановой системы хозяйствования, когда требовалось создавать как можно больше разных конструкций турбобуров. Турбинное бурение тех лет не нуждалось в значительных капитальных затратах, в частности на дорогостоящие высокопрочные бурильные и утяжеленные трубы,

и обеспечивало резкий и значительный рост скорости бурения по сравнению с другими способами. Государственная поддержка позволяла проводить широкомасштабные научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, но имела известные недостатки. Например, не все вновь создаваемые конструкции турбобуров были экономически целесообразными и выгодными из-за того, что разработки новой турбинной техники не всегда проводились в соответствии с требованиями технологии бурения скважин.

Однако, лишившись государственной поддержки, научно-технический прогресс в турбинном бурении резко замедлился. Уже не разрабатываются и не испытываются ежегодно десятки перспективных конструкций турбобуров. После начала рыночных реформ в нашей стране ни одна из новых конструкций турбинной техники не была освоена в серийном производстве. Машиностроительные заводы, производящие буровую технику, продолжают выпуск относительно дешевых серийных турбобуров и запчастей, конструкции которых были созданы в 60–70-е годы.

Турбинное бурение у нас в стране всегда считалось эффективным и экономически выгодным. Доминирующее положение турбинного бурения в основном базируется на массовом применении методов наклонно-направленного и кустового бурения скважин; на широком использовании трехшарошечных долот с негерметизированными опорами, в основном российского производства; на отказе от использования высокопрочных, но дорогостоящих бурильных и утяжеленных труб, в основном импортного производства. Между тем техника бурения, как у нас, так и за рубежом, интенсивно развивается в направлении создания новых более эффективных породоразрушающих инструментов как шарошечного, так и безопорного типов, способных работать на забое длительное время. Их успешно применяют сегодня во всем мире при роторном бурении и с низкооборотными гидравлическими забойными двигателями (ГЗД). Однако при турбинном бурении эти долота практически не применяются из-за невозможности обеспечить требуемые для них параметры работы серийно выпускаемыми турбобурами. Серийные турбобуры не могут устойчиво работать при низких частотах вращения, а также при пониженных величинах расхода бурового раствора. Запас крутящего момента турбобуров часто бывает недостаточным для работы с наиболее моментоемкими типами долот. Указанные

недостатки серийных турбобуров не позволяют в полной мере реализовать потенциал турбинного способа.

В настоящее время при бурении скважин применяются два основных типа буровых долот: трехшарошечные и алмазные. В соответствии с существующей классификацией выпускаются трехшарошечные долота, предназначенные для работы при частотах вращения:

- до 600 об/мин (10 с^{-1}) – высокооборотные долота;
- до 300 об/мин (5 с^{-1}) – среднеоборотные долота;
- от 30 до 150 об/мин ($0,5 \div 2,5 \text{ с}^{-1}$) – низкооборотные долота.

Низкооборотные трехшарошечные долота с герметизированными маслonaполненными опорами предназначены для работы в роторном бурении и с винтовыми забойными двигателями (ВЗД). Серийные турбобуры могут эффективно работать только с высокооборотными трехшарошечными долотами. Среднеоборотные шарошечные долота могут применяться как с винтовыми двигателями, так и с турбобурами, оснащенными редукторными или тормозными приставками. Средний диапазон частот вращения – $150 \div 300$ об/мин ($2,5 \div 5,0 \text{ с}^{-1}$) во многих случаях бурения является оптимальным по максимуму рейсовой скорости и минимуму стоимости метра проходки. Однако его обеспечение является сегодня наиболее сложным при турбинном бурении из-за неустойчивой работы турбобуров.

Перспективным типом алмазного бурового инструмента являются новые безопорные долота с алмазно-твердосплавными пластинами (АТП). Для работы с этими долотами требуются частоты вращения среднего уровня – от 240 до 450 об/мин ($4 \div 7,5 \text{ с}^{-1}$), что в большинстве случаев не соответствует рабочим частотам вращения серийных турбобуров. Кроме того, для эффективной работы долот АТП требуется крутящий момент в $1,5 \div 2,5$ раз больший, чем для работы трехшарошечных долот.

Эксплуатационные показатели серийных турбобуров являются низкими и устоявшимися за многие годы их использования. Средний межремонтный период шпиндельных секций не превышает 100 ч, турбинных – 250 ч.

Одна из основных причин широкого распространения турбинного способа в нашей стране заключалась в том, что турбобур всегда являлся наиболее эффективным средством проводки наклонно-направленных скважин. В настоящее время объем наклонно-направленного бурения в России

составляет около 90% от общего объема проходки. Однако в последние годы серийные турбобуры все больше уступают свои позиции винтовым забойным двигателям. Современные винтовые двигатели обладают не только приемлемой энергетической характеристикой, обеспечивающей эффективную работу трехшарошечных долот с герметизированными маслонаполненными опорами, но и лучше турбобура могут быть использованы в качестве силового элемента КНБК, обладающего более компактной геометрией благодаря их короткой длине (не более 6÷8 м) и уменьшенному диаметру корпуса. Это позволяет применять с винтовыми двигателями импортные или отечественные системы MWD для повышения качества проводки направленных скважин. Кроме того, современные винтовые двигатели, предназначенные для бурения наклонных и горизонтальных скважин, оснащены всеми необходимыми приспособлениями для этих целей: укороченными шпинделями, опорно-центрирующими элементами, корпусными шарнирами, управляемыми переводниками, позволяющими изменять угол искривления в процессе бурения. Для того чтобы турбинное бурение направленных скважин сохранило свое лидерство необходимо создание новых конструкций турбобуров, удовлетворяющих современным требованиям такого бурения.

Наиболее перспективным конструкторским направлением повышения эффективности турбинного бурения сегодня является разработка редукторов для турбобуров. Использование механического редуктора как средства регулирования характеристик турбобуров наиболее энергетически выгодно и целесообразно. Проводимые в Пермском филиале ВНИИБТ и ЗАО "Нефтегазтехника" на протяжении многих лет научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, позволили создать промышленную конструкцию редуктора, способного к длительной работе в условиях высоких динамических и статических нагрузок. Развитие других направлений в конструировании турбобуров позволит создать новые конкурентоспособные забойные двигатели, с помощью которых турбинный способ бурения сможет не только сохранить, но и существенно расширить области эффективного использования, как в России, так и за рубежом.

Не менее актуальной сегодня является задача технической модернизации существующего парка серийных турбобуров с целью расширения их технологических возможностей применительно к изменяющимся требова-

ниям проводки скважин в различных горно-геологических условиях. Разработанные в диссертационной работе методика, технические средства и технология целевой системной модернизации серийных турбобуров позволяют значительно повысить их эксплуатационные качества и эффективность турбинного способа бурения.

Во втором разделе приводятся результаты исследований характеристик серийных турбобуров. Энергетическая характеристика турбобура представляет собой совокупность зависимостей крутящего момента M , перепада давления P , мощности N и коэффициента полезного действия η от частоты вращения n , характеризующих режим работы забойного двигателя, при заданных значениях расхода Q и плотности ρ бурового раствора.

Энергетические характеристики турбин и турбобуров определялись расчетным путем и экспериментально на специальных стендах. Были определены также величины энергетических потерь: крутящего момента, в результате трения в осевой и радиальных опорах шпинделя и турбинных секций, в уплотнительных элементах вала шпинделя, между ободами и ступицами турбин, а также в результате эрозионного и механического износа проточной части турбины; и перепада давления при протекании бурового раствора в переходах между секциями и в полумуфте шпинделя. Установлено, что суммарное влияние этих факторов может привести к значительному, до 30%, расхождению между экспериментальными и расчетными параметрами характеристики турбобура.

Турбина турбобура обладает т.н. "мягкой" моментной характеристикой. Однако на практике это не означает, что бурение турбобуром может осуществляться на всех режимах от холостого до тормозного. При увеличении крутящего момента, частота вращения вала турбобура вначале уменьшается, затем возрастает амплитуда колебаний частоты вращения, турбобур начинает неустойчиво работать, а потом резко останавливается – "срывается". Частота вращения при этом, как правило, бывает не ниже $0,4n_x$.

Исследованиями установлено, что "срыв" турбобура объясняется многими факторами, основными из которых являются: нелинейный рост момента сопротивления на долоте и в опорах турбобура при увеличении осевой нагрузки и снижении частоты вращения; низкочастотные колебания момента сопротивления из-за вибраций и неравномерной подачи бурильного инструмента; перемежаемость разбуриваемых горных пород по твердости.

Эти факторы приводят к тому, что устойчивая работа турбобура возможна только с определенным, как правило, не менее чем двукратным запасом крутящего момента, т.е. на режимах, располагающихся около режима максимальной мощности. Эти режимы в большинстве случаев бурения характеризуются и максимальным значением механической скорости проходки.

Анализ устойчивости работы турбобура также показал, что увеличение коэффициента динамичности осевой нагрузки на долото приводит к росту амплитуды колебаний частоты вращения вала турбобура. Причем этот рост тем больший, чем меньше частота изменения осевой нагрузки и чем меньше момент инерции массы вала турбобура. Низкочастотные возмущения приводят к значительному увеличению амплитуды колебаний частоты вращения и даже к остановке турбобура. При частотах возмущения свыше 30 Гц "срыва" турбобура не происходит.

Уменьшение динамической составляющей осевой нагрузки на долото в определенных пределах является эффективным способом повышения показателей турбинного бурения. При этом необходимо учитывать, что наличие люфта в осевой опоре является одним из основных факторов, определяющих повышенные вибрации и неустойчивую работу турбобура. Наиболее значительное увеличение динамических нагрузок происходит в зоне статической разгрузки осевой опоры турбобура, т.е. при примерном равенстве реакции забоя скважины и суммы гидравлической силы от перепада давления и веса ротора и вала. Упорный подшипник находится при этом в состоянии расстыковки, что способствует интенсификации взаимных осевых перемещений вала и корпуса и, как следствие, увеличению динамической составляющей осевой нагрузки на долото и уровня продольных вибраций бурильной колонны.

Неустойчивость работы турбобура не позволяет реализовать низкооборотные режимы в турбинном бурении из-за того, что все серийные турбобуры работают в правой зоне кривой мощности. И это отклонение вправо от расчетного рабочего режима ($0,5n_x$) тем больше, чем глубже забой скважины, чем больше отход ствола от вертикали и чем меньше запас крутящего момента турбобура. Все это приводит к сужению рабочей зоны частот вращения турбобура, а реальные режимы турбинного бурения в ряде случаев соответствуют частотам вращения 600÷800 об/мин ($10\div 13,3\text{ с}^{-1}$). Это необходимо учитывать при оптимизации процесса турбинного бурения.

Исследованию вопросов оптимизации параметров режима турбинного бурения посвящены работы Иоаннесяна Р.А., Гусмана М.Т., Иоаннесяна Ю.Р., Булаха Г.И., Гельфгата Я.А., Байдюка Б.В., Симонянца Л.Е., Кулябина Г.А., Орлова А.В., Васильева Ю.С., Абрамсона М.Г., Потапова Ю.Ф., Бревдо Г.Д., Наумова Ю.М., Бронзова А.С., Фингерита М.А. и др. Процесс бурения скважин представляет собой сложную многофакторную систему. Оптимизация процесса бурения имеет целью приведение этой системы в наилучшее (оптимальное) состояние для повышения эффективности бурения. Ввиду сложности системы, обычно приходится упрощать задачу оптимизации и сводить ее главным образом к оптимизации основных параметров режима бурения: расхода бурового раствора Q , осевой нагрузки на долото G , частоты вращения долота n . Общим недостатком существующих методик оптимизации является их зависимость от априорного выбора способа бурения. При роторном способе выбор расхода бурового раствора, осевой нагрузки на долото и частоты вращения производится независимо друг от друга, и, как правило, обеспечивает оптимальное сочетание этих параметров. В случае турбинного бурения, "оптимальные" параметры определяются принятым типом турбобура. При этом энергетическая характеристика турбобура считается неизменной и поэтому далеко не всегда соответствует действительно оптимальному режиму бурения.

Принципиальной особенностью нового подхода к оптимизации режимов турбинного бурения является возможность применения методов и средств управления и регулирования (изменения) энергетических характеристик турбобуров для оптимизации процесса углубления. В работе проанализированы основные способы и средства управления характеристиками турбобуров с целью обеспечения рациональных параметров режима бурения: редуктор, турбовинтовой двигатель, ступени гидродинамического торможения ГТ, использование в одном турбобуре двух и более типов турбин, многосекционные турбинные сборки. Установлено, что при их правильном использовании энергетическая характеристика турбобура может регулироваться в широком диапазоне изменения рабочих параметров. Это расширяет зону рабочих режимов турбобура и является положительной качественной характеристикой забойного привода долота.

В диссертационном исследовании разработана методика проектирования и выбора рациональных энергетических характеристик турбобуров для оптимизации режимов турбинного бурения. При проектировании характеристик турбобуров для конкретных геолого-технических условий бурения определяются типы и количество ступеней турбин, редукторные и тормозные устройства, если это необходимо и целесообразно, обеспечивающие заданные значения крутящего момента и частоты вращения, при известных величинах расхода и плотности бурового раствора. Цель выбора рациональной характеристики состоит в том, чтобы из всех возможных вариантов определить тот, который обеспечивает заданные параметры при меньшем перепаде давления на турбобуре и позволяет обходиться минимальным количеством турбинных секций. Во всех случаях выбор рационального варианта характеристики целесообразно подтверждать технико-экономическим анализом результатов опытного бурения.

Вследствие мягкой характеристики турбобура, факторы G и n связаны друг с другом и одновременно зависят от Q . В связи с этим решение задачи оптимизации процесса турбинного бурения в принципе отличается от аналогичной задачи для роторного способа и других забойных двигателей с жесткой моментной характеристикой. Задача оптимизации при турбинном бурении по существу заключается в определении оптимального значения осевой нагрузки на долото в зоне устойчивой работы турбобура. Это значение соответствует максимуму механической скорости проходки при бурении турбобуром, что обычно бывает при частоте вращения, равной половине холостого значения – $0,5n_x$. Этот режим является наиболее целесообразным при турбинном бурении, т.к. в этом случае турбобур работает в зоне максимальных значений мощности и КПД турбины. Кроме того, поскольку при этом осуществляется максимальная подача бурильного инструмента в единицу времени, этот режим является и наиболее контролируемым, что особенно важно при бурении глубоких скважин.

Частота вращения долота является одним из важных факторов, определяющих выбор способа углубления скважины. Основными критериями выбора оптимальной частоты вращения являются стоимость метра проходки (приведенных затрат на метр проходки) и рейсовая скорость проходки.

Используя известные в самом упрощенном виде зависимости механической скорости V и времени работы долота t от частоты вращения n

$$V = A \cdot n^\alpha; \quad t = \frac{B}{b^\beta}, \quad (1)$$

где A , α , B , β – коэффициенты, зависящие от физико-механических свойств горных пород и типа долота, после необходимых преобразований получим формулу для определения значения частоты вращения, соответствующего максимальной рейсовой скорости проходки

$$n_{\text{оп}} = \beta \sqrt{\frac{\alpha B V_{\text{СП}}}{(\beta - \alpha) L}}, \text{ с}^{-1} \quad (2)$$

где $V_{\text{СП}}$ – средняя скорость проведения спуско-подъемных операций для данного интервала бурения, м/ч;

L – конечная глубина интервала бурения, м,

а также формулу, позволяющую определить частоту вращения долота, обеспечивающую минимум стоимости метра проходки

$$n_{\text{ос}} = \beta \sqrt{\frac{\alpha B R V_{\text{СП}}}{(\beta - \alpha)(b V_{\text{СП}} + R L)}}, \text{ с}^{-1} \quad (3)$$

где b – стоимость долота, руб/ч;

R – стоимость часа работы буровой установки, руб/ч;

Из полученных формул следует, что оптимальная частота вращения определяется коэффициентами, характеризующими зависимости механической скорости и времени работы долота от n в конкретных горно-геологических условиях. На величину $n_{\text{оп}}$ также влияет глубина интервала L , а значение $n_{\text{ос}}$ дополнительно зависит от стоимости часа эксплуатации буровой установки R и цены применяемого долота b .

Анализ полученных выражений показывает, что величины $n_{\text{оп}}$ и $n_{\text{ос}}$ имеют разные значения, причем $n_{\text{ос}}$ всегда меньше, чем $n_{\text{оп}}$, а задача оптимизации режима бурения является многокритериальной. В работе эта задача решена методом нечетких множеств. При решении ставилась цель определения компромиссного значения оптимальной частоты вращения при одновременной максимизации рейсовой скорости и минимизации стоимости метра. Максимальная степень принадлежности нечеткому решению определялась по формуле

$$\max \mu(\text{опт}) = \max \min [\mu(V_p), \mu(C_M)] \quad (4)$$

где μ - функция принадлежности;

V_p – рейсовая скорость;

C_M – стоимость метра проходки.

Результаты расчетов показывают, что оптимальный режим занимает промежуточное положение между режимами максимальной рейсовой скорости и минимальной стоимости метра.

Исследовано также влияние различных факторов, в т.ч. стоимости долота, стоимости часа работы буровой установки, глубины интервала бурения, на нечеткость цели оптимизации. Установлено, что при использовании дорогостоящих типов долот нечеткость цели оптимизации увеличивается и в этом случае целесообразно использовать метод нечетких множеств для выбора рационального режима бурения. С ростом глубины бурения и увеличением стоимости часа работы буровой установки, режимы максимума рейсовой скорости и минимума стоимости метра проходки сближаются. Причем, если при увеличении глубины оба значения частоты вращения снижаются, то при росте стоимости часа работы режим максимума рейсовой скорости не изменяется, а режим минимума стоимости увеличивается. Это подтверждает существующие представления о том, что при проводке глубоких и сверхглубоких скважин оптимизация процесса углубления должна основываться на применении низкооборотных типов долот и режимов бурения. При бурении же скважин с морских оснований необходимо увеличивать частоту вращения.

В третьем разделе рассматриваются методические основы целевой модернизации турбобуров и предложены конструкторские разработки технических средств, применение которых позволяет модернизировать серийные турбобуры.

Успешному решению задачи модернизации серийных турбобуров способствует существующая унификация их конструкций. Известно, что каждый серийный секционный турбобур состоит двух групп деталей:

- несменные детали – длинномерные корпуса и валы турбинных и шпиндельных секций;
- сменные детали – ступени турбины (статор-ротор), опоры осевые и радиальные, уплотнительные элементы.

Практика турбинного бурения показывает, что срок службы длинномерных деталей турбобура на порядок превышает срок службы сменных деталей. По мере износа, сменные детали турбобура заменяют на новые, ис-

пользуя те же длинномерные детали. Исходя из этого, принцип унификации серийных турбобуров создает реальную возможность улучшения их энергетических и эксплуатационных показателей за счет правильно организованной системы обновления и модернизации существующего парка турбобуров, как, например, система апгрейд, применяемая при модернизации персональных компьютеров (ПК) и другой высокотехнологичной техники. Точно так же, как морально устаревший ПК может быть переоборудован в новую улучшенную версию, современный серийный турбобур может быть модернизирован путем замены его сменных деталей на новые. При этом модернизированному турбобуру можно придать качественно новую улучшенную энергетическую характеристику и повысить его показатели надежности и долговечности (таблица 1). Следует отметить, что никакой апгрейд не заменит необходимости создания принципиально новых типов турбобуров и других ГЗД для бурения скважин. Однако такая система предоставляет буровому предприятию непосредственную возможность улучшения эксплуатационных характеристик собственного парка турбобуров без больших капитальных затрат.

Таблица 1. Апгрейд серийного турбобура А7Ш

Секция	Старые узлы, детали	Новые узлы, детали
Шпиндельная	Шпиндель А7Ш	Шпиндель ШС-195
Шпиндельная	Шарикоподшипник 128721	Осевая опора УП-195
Турбинная	Статор-ротор А7Н4С	Статор-ротор ТВМ-195
Улучшение характеристики и показателей надежности	1. Снижение перепада давления на турбобуре в 1,5÷2,5 раза 2. Увеличение наработки на отказ шпиндельной секции в 2÷3 раза 3. Исключение зашламования ступеней турбины	

Разработанная в диссертации технология апгрейда турбобуров базируется на следующих основных требованиях к сменным деталям и узлам:

1. Конструкции новых сменных деталей турбобура должны предусматривать унификацию габаритных и установочных размеров с заменяемыми деталями.

2. Новые детали должны иметь большую износостойкость, чем заменяемые.

3. Параметры энергетической характеристики новой турбины должны обеспечивать оптимальные или близкие к ним параметры режима бурения для заданных геолого-технических условий.

4. Энергетическая характеристика новой турбины не должна увеличивать потребную гидравлическую мощность буровых насосов при бурении скважины.

5. Новые ступени статора и ротора на должны ухудшить эксплуатационные характеристики турбобура.

6. Новые опоры должны обеспечивать увеличение параметров надежности и долговечности турбобура.

7. Новые уплотнительные элементы должны обеспечивать уменьшение вредных утечек бурового раствора.

8. Стоимость новых деталей не должна снижать эффективность и конкурентоспособность турбинного бурения.

9. Замена устаревших деталей на новые не должна существенно усложнять процесс сборки–разборки турбобура на существующем стандартном оборудовании.

10. Показатели апгрейда должны быть подтверждены промысловыми испытаниями турбинной техники в данном буровом предприятии.

Эти требования должны выполняться технологическими службами буровых предприятий с учетом изучения физико-механических свойств горных пород, выбора рационального типоразмера породоразрушающего инструмента, оптимизации параметров режима бурения, анализа результатов работы турбобуров и других ГЗД и прочих факторов.

Что касается технических средств, то для модернизации могут быть использованы новые типы ступеней турбин, опор и сальников, которые разрабатываются и производятся в последние годы, как крупными машиностроительными заводами, так и малыми научно-внедренческими фирмами, и которые соответствуют приведенным выше требованиям.

Серийные турбобуры диаметром 195 мм – ЗТСШ1-195 и А7Ш (А7ГТШ), оснащены турбинами 26/16,5-195 и А7Н4С соответственно. Они имеют практически одинаковые значения крутящих моментов и частот вращения при существенно различных величинах расхода промывочной жидкости и перепада давления. При этом трехсекционный турбобур с турбиной 26/16,5-195 не работает при расходах бурового раствора менее 32 л/с, а аналогичный турбобур с турбиной А7Н4С при расходе 28 л/с имеет перепад давления на холостом режиме свыше 10 МПа. Энергетические характеристики турбобуров показаны на рисунке 1.

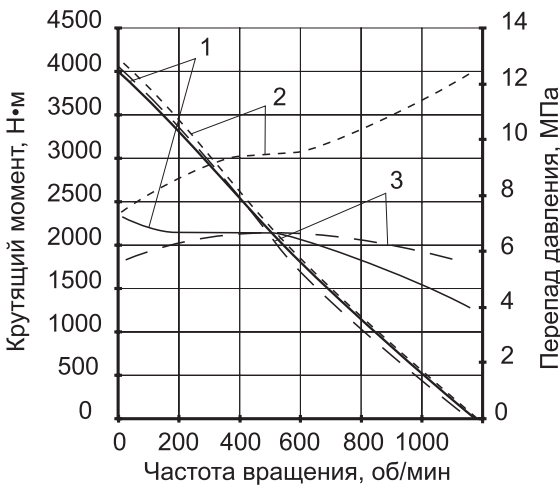


Рисунок 1. Энергетические характеристики трехсекционных турбобуров.

Промывочная жидкость – техническая вода,
плотность 1000 кг/м³:

- 1 – модернизированный турбобур с турбиной ТВМ-195, расход жидкости 28 л/с;
- 2 – серийный турбобур ЗА7Ш, расход жидкости 28 л/с;
- 3 – серийный турбобур ЗТСШ1-195, расход жидкости 35 л/с.

Энергетические характеристики турбобуров - крутящего момента и частоты вращения, существующих у серийных турбин, при снижении расхода промывочной жидкости по сравнению с

Серийные турбины изготавливаются из специальной стали в цельнолитом виде, методом полумонолитного литья в земляные формы. Недостатки метода приводят к повышенной шероховатости поверхности лопаток, образованию чрезмерного количества недоливов и раковин, отклонению геометрических форм лопаточного венца от заданных значений, что является причиной значительного расхождения расчетных и экспериментальных показателей энергетической характеристики турбины.

Целью создания новой осевой турбины ТВМ-195 является обеспечение энергетических параметров

турбиной 26/16,5-195 и перепада давления по сравнению с турбиной А7Н4С. Общим требованием к новой турбине было получение максимально возможного КПД. Эта цель была достигнута путем разработки оригинальной конструкции профилей ротора и статора турбины и применения технологии изготовления лопаточного аппарата (венцов статора и ротора) методом точного литья по выплавляемым моделям, обеспечившим высокую чистоту поверхности лопаток и правильные, совпадающие с расчетными, геометрические формы и размеры. Стендовые испытания турбин подтвердили теоретические характеристики (рисунок 1).

Турбина ТВМ-195 отличается от всех выпускаемых сегодня турбин не только оригинальным профилем лопаток, но и несимметричностью лопаточных аппаратов статора и ротора (рисунок 2). Это турбина с наименьшим числом лопаток из всех существующих на сегодня типов турбин, предназначенных для турбобуров диаметром 195 мм. Статор имеет 16 лопаток, а ротор 23 лопатки. Серийные турбины 26/16,5-195 и А7Н4С имеют соответственно 26 и 31 лопатки статора и ротора. Увеличенное межлопаточное пространство турбины ТВМ-195 положительно сказывается на работоспособности турбобура, улучшает его эксплуатационные показатели, практически исключает риск зашламования ступеней турбин, значительно увеличивает срок службы турбинных секций, позволяет использовать турбобуры, оснащенные новой турбиной, при работе на буровых растворах повышенной плотности.

Лопатки статора имеют профиль, близкий к низко циркулятивному пропеллерному типу, тогда как лопатки ротора напоминают лопатки турбин нормально циркулятивного типа (рисунок 2). Такое исполнение лопа-

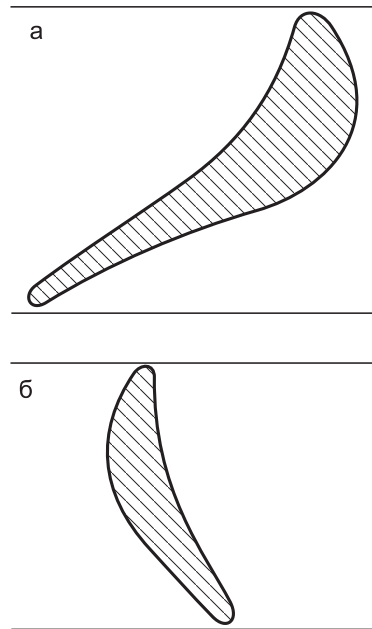


Рисунок 2. Профили лопаток статора и ротора турбины ТВМ-195:

а – статор, 16 лопаток;

б – ротор, 23 лопатки.

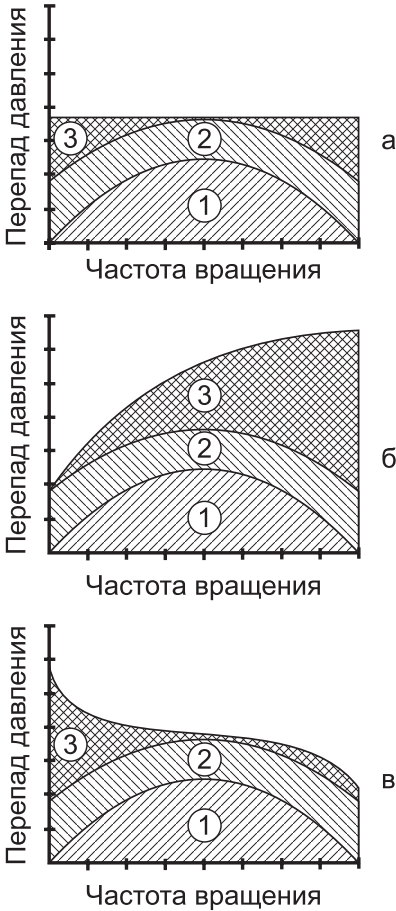


Рисунок 3. Баланс давлений, срабатываемых в турбинах:
 а – нормально циркулятивная турбина, например 26/16,5-195;
 б – высоко циркулятивная турбина, например А7Н4С;
 в – низко циркулятивная турбина, например ТВМ-195.
 1 – эффективный напор;
 2 – потери на трение;
 3 – ударные потери.

а

б

в

точного аппарата позволило создать турбину почти активного типа, со степенью реактивности $0,20 \div 0,25$. Из этого следует, что большая часть эффективного напора срабатывается в статоре турбины, а меньшая – в ее роторе. Это позволяет существенно снизить гидравлическую нагрузку на вал турбобура и, следовательно, на его осевую опору, а также сместить зону динамического усиления в область нерабочих режимов.

Анализ балансов давлений показывает, что в отличие от серийных, турбина ТВМ-195 обеспечивает безударную работу в правой зоне энергетической характеристики. Классическая нормальная турбина 26/16,5-195, обеспечивает безударный режим в зоне максимальной мощности и КПД (рисунок 3, а), что оправдывает ее назначение как турбины, рассчитанной на работу именно на этом режиме. Однако на практике часто имеет место несовпадение расчетного рабочего режима турбобура с фактическим режимом бурения. Как правило, турбобуры работают в правой зоне энергетической характеристики, при $n = (0,5 \div 0,7)n_x$. Поэтому безударный режим обтекания лопаток у нормальной серийной турбины 26/16,5-195 практически не реализуется, а значения ее КПД на рабочих режимах являются весьма низким – $0,35 \div 0,50$ (рисунок 4).

Еще в худшем положении находится высоко циркулятивная турбина А7Н4С (рисунок 3, б). Зона безударной работы этой турбины находится в левой части энергетической характеристики, что объясняется провозглашенной, но не достигнутой целью ее создания – совместной работы с клапаном-регулятором, изменяющим расход промывочной жидкости через турбину в зависимости от режима ее работы. Поэтому, применяемая в серийных турбобурах А7Ш и А7ГТШ без клапана-регулятора, эта турбина имеет в правой зоне характеристики максимальные значения ударных потерь, снижающих ее КПД до величин $0,20 \div 0,37$ (рисунок 4).

Другая картина наблюдается при анализе баланса давлений турбины ТВМ-195. В соответствии с ее предназначением, учитывая, что основная работа турбобура при бурении происходит около и правее зоны максимальной мощности и КПД, результирующая линия давления практически огибает суммарную кривую эффективного напора и неизменных сопротивлений на трение (рисунок 3, в). Это означает, что в центральной и правой зоне энергетической характеристики турбина ТВМ-195 работает в почти безударном режиме, обеспечивая максимальные значения КПД на уровне $0,45 \div 0,57$ (рисунок 4).

Другим техническим средством, позволяющим модернизировать серийные турбобуры диаметром 195 мм является разработанный нами стабилизированный шпиндель ШС-195. Габаритные параметры нового шпинделя полностью соответствует размерам своих серийных аналогов – шпинделей турбобуров ЗТСШ1-195 и А7Ш. В то же время он отличается тем, что на валу шпинделя установлена многоступенчатая резинометаллическая осевая опора с подпятниками, эластичная обкладка которых выполнена заподлицо с металлическим остовом. Рабочие поверхности втулок радиаль-

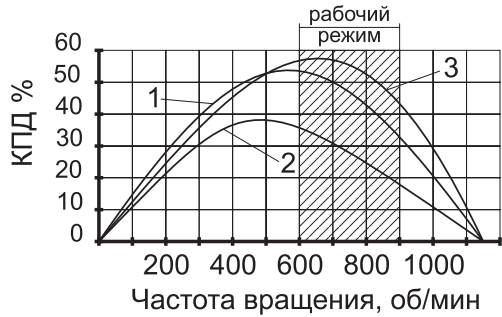


Рисунок 4. Зависимость КПД от частоты вращения турбины:

- 1 – турбина 26/16,5-195;
- 2 – турбина А7Н4С;
- 3 – турбина ТВМ-195.

ных опор и дисков подпятников имеют упрочняющее покрытие. Нижние радиальные опоры установлены с максимально возможным приближением

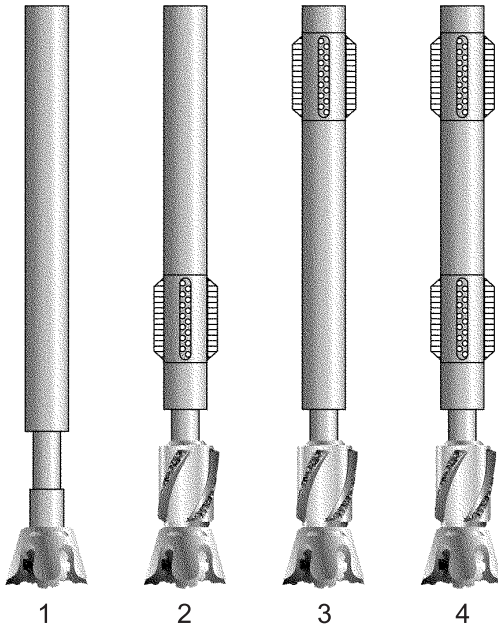


Рисунок 5. Варианты сборки стабилизированного шпинделя ШС-195 с корпусными стабилизаторами:

1 – без стабилизаторов.

Уменьшение зенитного угла.

При $\alpha=20^\circ$, $I \approx -4$ град/100 м.

При $\alpha=80^\circ$, $I \approx -10$ град/100 м;

2 – с нижним стабилизатором.

Стабилизация зенитного угла.

Для зенитных углов α от 40° до 90° ;

3 – с верхним стабилизатором.

Стабилизация зенитного угла.

Для зенитных углов α до 30° ;

4 – с двумя стабилизаторами.

Стабилизация зенитного угла.

Для зенитных углов α от 20° до 45° .

к месту присоединения долота, что в сочетании с увеличенной опорной поверхностью вала, существенно повышает эффективность работы шпинделя, особенно при бурении наклонно-направленных скважин.

Корпус шпинделя оснащен сменными стабилизаторами с прямыми или спиральными лопастями, которые могут быть установлены как в нижней, так и в верхней части корпуса. Независимая установка корпусных стабилизаторов позволяет технологу по наклонному бурению рассчитать и выбрать наилучший вариант сочетания параметров опорно-центрирующих элементов на корпусе шпинделя с целью обеспечения требуемых показателей кривизны скважины (рисунок 5).

Конструктивное исполнение стабилизаторов позволило применить усиленные резьбовые соединения и обеспечить гидравлически равнопроходное сечение в плоскости, перпендикулярной оси шпинделя. До этого попытки создать стабилизаторы (цент-

раторы) на корпусе шпинделя приводили либо к его деформации, либо к существенному уменьшению площади кольцевого зазора между корпусом и стенками скважины, что способствовало значительному росту гидродинамического давления в затрубном пространстве и турбулизации восходящего потока промывочной жидкости. Это в свою очередь уменьшало срок службы шпинделя и способствовало интенсивному разрушению стенки скважины при бурении. При этом становилась бессмысленной сама идея стабилизации продольной оси шпинделя в стволе бурящейся скважины, т.к. нарушался контакт опорных лопастей стабилизатора с разрушаемой стенкой скважины.

Еще одна функция стабилизированного шпинделя заключается в диссипации энергии продольных, поперечных и крутильных колебаний, возникающих в процессе бурения. Роль гасителя колебаний выполняют лопасти корпусных стабилизаторов, особенно в том случае, когда их наружный диаметр почти равен номинальному диаметру долота – 214÷215 мм. Корпусные стабилизаторы также ограничивают угол закручивания бурильных труб из-за действия реактивного момента турбобура, что существенно облегчает визирование бурильного инструмента при турбинном бурении наклонно-направленных скважин.

Осевая опора шпинделя является наиболее быстро изнашиваемым узлом серийного турбобура. Срок износа осевой опоры до максимально допустимой величины осевого люфта (обычно 4÷5 мм) считается главным показателем наработки на отказ гидротурбинного забойного двигателя. Осевая опора шпинделя в процессе работы подвергается сильным статическим и динамическим нагрузкам, от которых резиновая обкладка подпятника деформируется. При этом кинетическая энергия деформации в результате внутреннего трения вызывает сильный разогрев резины, снижение усталостной прочности и интенсивный износ. В подпятнике с "утопленной" резиной деформация резко уменьшается из-за конструктивного сокращения свободной поверхности резины.

Для шпинделей гидравлических забойных двигателей диаметром 240, 195 и 172 мм нами разработана и выпускается целая серия модернизированных многоступенчатых резинометаллических опор: ПУМ-240, ПУМ-195 и ПУМ-172. Эти опоры имеют специальную конструкцию подпятника, у которого рациональное соотношение общей площади рабочей поверхнос-

ти к площади контакта подпятника и диска пяты допускает предельно низкое количество абразивных частиц одновременно находящихся в зоне трения, что повышает износостойкость опоры. Эластичные обкладки модернизированных осевых опор выполнены из специальной резины, обладающей хорошей способностью сцепления с металлом, повышенной износостойкостью и низким коэффициентом трения, облегчающим запуск гидравлического забойного двигателя на забое скважины.

В четвертом разделе показаны методика и результаты целевой модернизации технологии турбинного бурения шарошечными долотами.

Первым опытом модернизации технологии турбинного бурения на основе проектирования и выбора рациональной энергетической характеристики турбобура была работа, выполненная для условий бурения наклонно направленных скважин на месторождениях Западной Сибири. Определение оптимальных параметров режима бурения проводилось с исследованием физико-механических свойств горных пород этих месторождений. Исследования характеристик и режимов работы серийных турбобуров, применяемых в Западной Сибири, показали, что их крутящие моменты и частоты вращения на рабочем режиме не значительно отличаются друг от друга. Основное отличие состоит в величине расхода бурового раствора. Используя разработанную методику выбора рациональных характеристик турбобуров, были определены варианты рациональных турбинных сборок на базе стандартных турбинных секций серийных турбобуров ЗТСШ1-195ТЛ, ЗТСШ1-195, А7ГТШ и комбинаций существующих типов турбин. В основе каждого варианта сборки лежит одна из высокомоментных турбин типа А (А7Н4С или А7ПЗ), используемая в комбинации с одной из турбин от серийных турбобуров ЗТСШ1-195ТЛ (турбина 24/18-195ТЛ), ЗТСШ1-195 (турбина 26/16,5-195) или со ступенями гидродинамического торможения (ГТ). Каждое буровое предприятие могло выбрать один из вариантов сборки в зависимости от наличия типов турбин. Турбобуры с рациональной характеристикой получили условное наименование ТРХ-195.

Внедрение турбобуров с рациональной характеристикой ТРХ-195 проводилось при бурении скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири в буровых предприятиях одиннадцати производственных объединений Миннефтепрома СССР: "Белоруснефть", "Ноябрьскнефтегаз", "Нижевартовскнефтегаз", "Укрнефть", "Куйбышевнефть", "Томскнефть",

"Саратовнефтегаз", "Красноленинскнефтегаз", "Когалымнефтегаз", "Татнефть", "Башнефть". Всего в 1985–1990 гг. этими турбобурами было пробурено более 10 млн. метров. Годовой экономический эффект, рассчитанный по утвержденной Миннефтепромом методике составлял около 2 млн. рублей (в ценах 1990 г.).

Другим опытом применения методов модернизации турбобуров для улучшения их энергетических характеристик и оптимизации технологии турбинного бурения было разработка и применения многосекционных турбинных сборок. Многосекционные турбобуры предназначались в основном для низкооборотного бурения глубоких скважин в южных и западных районах страны. Базой сравнения являлся роторный способ бурения. Промысловые испытания и внедрение многосекционных турбобуров 5А9ГТШ с трехшарошечными долотами диаметром 295,3 мм проводились при проводке глубоких скважин. В интервале 1800÷4000 м было пробурено около 20 тыс.м. Модернизация конструкции турбобура позволила реализовать в турбинном бурении режимные параметры, недостижимые обычными трехсекционными серийными турбобурами диаметром 240 мм: расход промывочной жидкости – 25÷33 л/с; плотность бурового раствора – 1220÷1300 кг/м³; осевая нагрузка на долото – 160÷350 кН, частота вращения – 180÷240 об/мин (3÷4 с⁻¹), давление насоса – 10,8÷12,8 МПа.

Трехсекционные турбобуры с рациональной характеристикой ТРХ, и многосекционные турбинные сборки, применяемые в различных геолого-технических условиях проводки скважин, обеспечили проектируемые параметры работы трехшарошечных долот с разными типами опор и вооружения и улучшили показатели турбинного бурения при большом объеме промысловых испытаний и внедрения. Это подтверждает правильность разработанного методического подхода к целевой модернизации техники и технологии турбинного бурения, а именно, исследовав и определив оптимальные параметры режима бурения в заданных геолого-технических условиях проводки скважин, спроектировав и собрав из имеющихся типов турбин турбобуры с адекватной энергетической характеристикой, проведя их промысловые испытания и подтвердив ожидаемое улучшение показателей бурения, было организовано широкое промышленное внедрение модернизированной технологии и обеспечен рост технико-экономических показателей турбинного бурения.

Общим недостатком существующих серийных турбин являются низкие эксплуатационные показатели. Межремонтный период турбинных секций составляет от 180 до 300 ч. Основная причина такого положения заключается в зашламовании статоров и роторов турбин из-за узких межлопаточных каналов. Как отмечалось, новая турбина ТВМ-195 имеет гораздо меньшее число лопаток статора и ротора и практически не подвержена зашламованию. Турбина ТВМ-195 позволяет существенно улучшить эксплуатационные показатели турбобуров и предназначена для целевой модернизации технологии турбинного бурения. Промысловые испытания турбобуров, собранных с новой турбиной проводились при бурении скважин шарошечными долотами на месторождениях Западной Сибири. В результате было установлено, что турбина ТВМ-195 обеспечивает устойчивую и эффективную работу трехсекционного турбобура при расходе бурового раствора 28 л/с. Осевая нагрузка на долото в рабочем режиме составляет 150÷180 кН. Частота вращения – 480÷600 об/мин (8÷10 с⁻¹). Та же турбина, установленная в двух турбинных секциях, скомпонованная с одной секцией ступеней гидродинамического торможения ГТ позволяет снизить рабочее значение частоты вращения до 360÷420 об/мин (6÷7 с⁻¹). Всего в 2003–2004 гг. было изготовлено и внедрено около 10000 ступеней турбин ТВМ-195.

Трехсекционные турбобуры с турбиной ТВМ-195 применялись в ООО "ЛУКОЙЛ-Бурение", в ООО "Пурнефтегаз-Бурение", в Филиале "Тюменбургаз" ДООО "Бургаз" при бурении наклонно направленных скважин в интервале 500÷2000 м с шарошечными долотами с негерметизированными опорами. Расход бурового раствора составлял 28 л/с, плотность 1120÷1150 кг/м³, осевая нагрузка на долото 140÷170 кН, давление на выкиде насоса около 15 МПа. В результате были получены показатели бурения на уровне показателей серийных турбобуров ЗТСШ1-195 при расходе 32 л/с. Тем не менее, снижение расхода бурового раствора в 1,14 раз без уменьшения показателей работы долот, является положительным результатом, т.к. при этом повышается устойчивость стенки и качество крепления скважины.

Двухсекционный турбобур с турбиной ТВМ-195 в компоновке с редуктор-шпинделем РШ-195 испытывался в ООО "Пурнефтегаз-Бурение" при бурении наклонно направленных скважин в интервале 2000÷3300 м с

трехшарошечными долотами с герметизированными маслonaполненными опорами типа 215,9МХ-09 импортного производства. Расход бурового раствора составлял 32 л/с, плотность 1140 кг/м³, осевая нагрузка на долото 110÷140 кН, давление на выкиде насоса около 14 МПа. Показатели обработки импортных долот с редукторным турбобуром и турбиной ТВМ-195 по механической скорости проходки оказались в 1,4÷1,6 раза выше, чем у аналогичного турбобура с серийной турбиной 26/16,5-195. Это объясняется большим запасом крутящего момента и механической мощности турбины ТВМ-195.

Серийно выпускаемые турбинные отклонители ТО2-195, собранные с турбиной ТВМ-195 испытывались в ООО "ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть" при бурении наклонно направленных скважин в интервале 500÷1800 м. Расход бурового раствора составлял 32 л/с, плотность 1120 кг/м³, осевая нагрузка на долото 100÷120 кН, давление на выкиде насоса 10,5 МПа, что на 2,4 МПа меньше, чем при использовании серийной турбины А7Н4С. Аналогичная разница в перепадах давления на турбинных секциях отклонителей ТО2-195, собранных с серийной турбиной А7Н4С и турбиной ТВМ-195, была установлена при их испытаниях на специальном стенде в Филиале "Тюменбургаз" ДООО "Бургаз". В результате бурения было установлено, что темп износа подшипника независимой подвески в турбинной секции отклонителя уменьшился в два раза из-за снижения гидравлической нагрузки на вал и роторные ступени турбины ТВМ-195. Последнее обстоятельство позволяет рекомендовать турбину ТВМ-195 для повсеместного использования в турбинных отклонителях ТО2-195.

Межремонтный период работы турбинных секций с турбиной ТВМ-195 был увеличен до 450÷500 ч, что в 1,8÷2,5 раза превышает аналогичный показатель у турбинных секций с серийными турбинами. Следует отметить, что при использовании новых турбин не было отмечено ни одного случая зашламования, что объясняется большим межлопаточным пространством несимметричной турбины.

Шпиндели ШС-195 применялись в компоновке, как с турбинными секциями серийных турбобуров, так и с рабочими парами винтовых двигателей диаметром 195 мм. Всего в 2003–2004 гг. было изготовлено и внедрено 20 шпинделей. Шпиндели ШС-195 испытывались в ООО "ЛУКОЙЛ-

Бурение", в ОАО "ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть", в Филиале "Тюменбурггаз" ДООО "Бургаз" при бурении наклонно направленных скважин в интервале 500÷2700 м. Расход бурового раствора составлял 28÷32 л/с, плотность 1120÷1140 кг/м³, осевая нагрузка на долото 120÷170 кН, давление на выкиде насоса 14,7÷15,9 МПа. При этом устойчиво наблюдалось 2÷3 кратное превышение показателей наработки до осевого люфта 4÷5 мм по сравнению с серийными шпинделями. Средний межремонтный период составил от 250 до 300 ч, в зависимости от региона. В соответствии с технологическими рекомендациями, шпиндели ШС-195 в основном собирались как с одним, так и с двумя корпусными стабилизаторами. Во всех случаях заданные параметры траектории ствола скважины были строго выдержаны.

При испытаниях осевых опор ПУМ-195 было установлено, что их использование в шпинделях серийных турбобуров и винтовых забойных двигателей диаметром 195 мм устойчиво обеспечивает увеличение межремонтного срока службы до 200÷300 ч, что в 2÷3 раза превышает этот показатель серийных осевых резинометаллических опор в сопоставимых условиях бурения скважин. Аналогичный относительный рост имеют показатели надежности серийных шпинделей турбобуров диаметром 240 мм с опорами ПУМ-240 – до 100÷150 ч, что также в 2÷3 раза больше, чем у серийных конструкций. Осевые опоры ПУМ-195 и ПУМ-240, установленные в шпинделях серийных гидравлических забойных двигателей, испытывались в ООО "ЛУКОЙЛ-Бурение", в ООО "Пурнефтегаз-Бурение", в ОАО "ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть", в Филиале "Тюменбурггаз" ДООО "Бургаз". Всего в 2003–2004 гг. было изготовлено и испытано более 200 комплектов осевых опор типа ПУМ.

Технико-экономический анализ результатов испытаний и внедрения модернизированной техники и технологии показал, что все предложенные решения обеспечивают реальную эффективность. В зависимости от сравнительных показателей износостойкости, экономический эффект на один комплект осевой опоры ПУМ-195 может составлять от 30000 до 112000 руб. Эффект от применения стабилизированного шпинделя ШС-195 в зависимости от показателей надежности составляет от 14000 до 62000 руб. на один шпиндель. Он может быть значительно увеличен при учете роста технико-экономических показателей бурения от строгого вы-

полнения заданных показателей проектного профиля скважины. Высокомоментная турбина ТВМ-195 позволяет реализовать оптимальный или близкий к нему режим турбинного бурения и поэтому основная доля экономического эффекта от реальной экономии стоимости метра проходки, приходящаяся на гидравлические забойные двигатели, может быть отнесена на эту турбину. Кроме того, за счет увеличения межремонтного периода, турбина ТВМ-195 может обеспечить дополнительную экономию около 24000 руб. на один трехсекционный турбобур, или около 66 руб. на одну ступень турбины.

В пятом разделе приводятся результаты модернизации технологии турбинного бурения с алмазными долотами. Турбинное бурение с использованием долот безопорного типа, вооружение которых представляет собой природные или синтетические, алмазные либо поликристаллические алмазосодержащие резцы, является в настоящее время серьезной альтернативой самому передовому роторному способу бурения с применением шарошечных долот с герметизированными маслonaполненными опорами. Этот способ принято называть турбоалмазным бурением. Его эффективность также может быть увеличена путем модернизации конструкций и характеристик серийных турбобуров.

Основное преимущество алмазных долот по сравнению с шарошечными заключается в их многократно большей износостойкости. Правильное применение алмазных долот обеспечивает высокий экономический эффект, особенно при бурении нижних интервалов глубоких скважин. Относительно низкая механическая скорость проходки является существенным недостатком турбоалмазного бурения. Однако в последние годы были созданы долота с алмазно-твердосплавными пластинами АТП, позволяющие значительно увеличить механическую скорость, даже по сравнению с долотами шарошечного типа.

Анализ показал, что современное отечественное турбоалмазное бурение, основанное на применении серийных турбобуров, осуществляется при низких осевых нагрузках на долото, несмотря на то, что расход бурового раствора зачастую является завышенным. Это означает, что при больших глубинах бурения алмазное долото часто оказывается недогружено, частота вращения долота существенно превышает необходимую оптималь-

ную величину, а работа турбобура осуществляется с "навеса", т.е. в правой неэффективной зоне кривой мощности, близкой к режиму холостого хода. Все это приводит к снижению механической скорости проходки алмазных долот и, как следствие, к недобору проходки за рейс в турбоалмазном бурении.

В последние годы при бурении нижних интервалов скважин (от 2000 до 3000 м) на месторождениях Западной Сибири стали применяться безопорные долота с алмазно-твердосплавными пластинами (АТП) типа БИТ и другие. Эти долота обеспечивают механические скорости на уровне не намного уступающем уровню шарошечных долот, проходки за рейс составляют от 500 до 1000 м, а в целом одно долото АТП эффективно обрабатывает от 2000 до 4000 м в нескольких скважинах. Наиболее приемлемым вариантом турбобура для долот АТП сегодня является модернизированный редукторный турбобур, собранный с высокомоментной турбиной ТВМ-195. Это следует из данных таблицы 2, в которой приведены характеристики двухсекционных турбобуров, собранных с разными типами турбин и редуктор-шпинделем РШ-195.

Таблица 2. Характеристики редукторных турбобуров

Тип турбины	26/16,5-195	A7H4C	ТВМ-195
Кол-во ступеней	220	220	238
Расход жидкости, л/с	32	32	32
Плотность жидкости, кг/м ³	1150	1150	1150
Тормозной момент, Н.м	9775	15280	14770
Холостая частота вращения, об/мин (с ⁻¹)	260 (4,33)	345 (5,75)	335 (5,58)
Перепад давления, МПа	5,9	11,4	8,0
Частота вращения на рабочем режиме (при М=4000 Н.м), об/мин (с ⁻¹)	150 (2,5)	255 (4,25)	240 (4,0)

Видно, что турбобур с турбиной ТВМ-195 имеет больший запас крутящего момента, чем турбобур с серийной турбиной 26/16,5-195. Кроме того, частота вращения на рабочем режиме у новой турбины – 240 об/мин (4 с^{-1}), лучше, чем 150 об/мин ($2,5 \text{ с}^{-1}$) у серийной турбины, потому, что обеспечивает большую механическую скорость проходки. Что касается другой серийной турбины – А7Н4С, то она оказывается неконкурентоспособной из-за чрезмерно высокого перепада давления.

В результате промысловых испытаний модернизированного редукторного турбобура с турбиной ТВМ-195 с долотами АТП типа 215,9 БИТ-М5 при бурении скважин на месторождениях Западной Сибири, было установлено, что в интервале 1800÷3085 м механическая скорость проходки составляла от 11,8 до 14,5 м/ч, что в 1,12÷1,4 раз больше, чем у редукторного турбобура с серийной турбиной 26/16,5-195 с долотами типа БИТ в сопоставимых условиях.

В ПО "Белоруснефть" при бурении интервала от 3400 до 4100 м безопорными долотами ИСМ-215,9 в солевых отложениях проводились промысловые испытания модернизированного турбобура, представлявшего собой трехсекционный турбобур, собранный на базе турбинных секций А7Ш и оснащенный высокомоментной турбиной ТВМ-195. Расход бурового раствора составлял 24 л/с, плотность 1410 кг/м³. Общее время работы турбобура ЗТВМ-195 во время проведения испытаний составило 672 ч. Энергетическая характеристика модернизированного турбобура ЗТВМ-195 показана на рисунке 6. В процессе испытаний было установлено, что у серийного турбобура ЗА7Ш перепад давления значительно увеличивается от тормозного режима к хо-

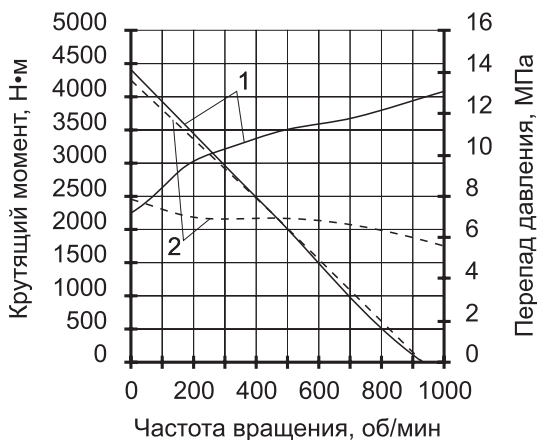


Рисунок 6. Характеристики трехсекционных турбобуров:

1 – серийный ЗА7Ш;

2 – модернизированный ЗТВМ-195.

лостому – с 7,7 до 12,8 МПа соответственно, а у модернизированного турбобура наоборот, уменьшается с 8,0 до 5,2 МПа. Такой характер линии давления указывает на явные преимущества модернизированного турбобура по сравнению с серийным, т.к. работа турбобура при бурении глубоких интервалов обычно происходит в правой зоне характеристики. Поэтому при работе рассматриваемых турбобуров разница в величинах перепадов давлений на них составляет примерно 3,0÷4,0 МПа. Эта разница станет еще больше и может достичь величины 6,0 и более МПа при подрыве бурильного инструмента и зависании его над забоем, при проработках ствола скважины и промежуточных промывках, т.е. во всех тех случаях, когда турбобуры вынуждены работать на холостом режиме.

В тех же геолого-технических условиях проводки глубоких скважин в Белоруссии проводились испытания стабилизированного шпинделя ШС-195. В результате испытаний было установлено, что наработка на отказ шпинделя ШС-195 составила 349 ч, что в 3,15 раз превысило среднюю наработку на отказ серийных шпинделей турбобуров ЗА7Ш с шаровой опорой.

Технико-экономический анализ результатов испытаний показал, что за счет лучших эксплуатационных показателей новой техники и экономии потребляемой энергии, экономический эффект на один модернизированный турбобур в рассмотренных условиях может составлять более 200000 руб.

Оценка экономической эффективности внедрения результатов диссертационной работы, выполненная автором расчетным путем на основе известных методических положений, показывает, что укрупненный экономический эффект составляет около 7 млн. рублей.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Проведен анализ современного состояния технического уровня и характеристик серийно выпускаемых турбобуров. Установлено, что их конструкции практически не изменились и морально устарели за несколько десятков лет, эксплуатационные показатели являются низкими, энергетические характеристики не позволяют эффективно использовать в турбинном бурении новые наиболее производительные типы долот, геометрические параметры не соответствуют усложнившимся требованиям технологии проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин.

2. Предложены научно обоснованные концепция и технико-технологические решения целевой системной модернизации серийных турбобуров, позволяющие улучшить их энергетические и эксплуатационные параметры, провести техническое перевооружение турбинного бурения, повысить его эффективность, улучшить технико-экономические показатели строительства нефтяных и газовых скважин, с целью более полного удовлетворения потребностей буровых предприятий в эффективной технике и технологии турбинного бурения.

3. Исследовано влияние основных параметров энергетической характеристики турбобура, а также амплитуды и частоты динамических колебаний осевой нагрузки на устойчивость работы турбобура. Установлено, что применение современных методов и средств регулирования и управления энергетическими параметрами турбобуров за счет комбинирования разных типов турбин, применения редукторных и тормозных устройств, позволяет обеспечивать устойчивый режим работы долот в широком диапазоне частот вращения – от 150 до 600 об/мин. ($2,5 \div 10 \text{ с}^{-1}$). Разработаны методические основы оптимизации режимов турбинного бурения, позволяющие обеспечить оптимальные или близкие к ним параметры режима работы долота путем формирования рациональной энергетической характеристики турбобура, адекватной этому режиму.

4. Созданы новые конструкции технических средств, в т.ч. высокомоментная турбина (пат. РФ 2205934), стабилизированный шпиндель (пат. РФ 2198280), осевые опоры (пат. РФ 37136) и другие, предназначенные для целевой модернизации серийных турбобуров. На основе стендовых и промысловых испытаний показаны преимущества модернизированных турбобуров по сравнению с серийно выпускаемой техникой. Органи-

зовано производство новых технических средств турбинного бурения – высокомоментных турбин ТВМ-195, стабилизированных шпинделей ШС-195, осевых опор серии ПУМ, осуществлено их внедрение при проводке скважин в различных геолого-технических условиях.

5. Разработаны и апробированы технико-технологические рекомендации по модернизации серийных турбобуров и технологии турбинного бурения шарошечными и алмазными долотами, обеспечившие повышение эффективности турбинного бурения. В условиях бурения наклонно направленных скважин трехшарошечными долотами в Западной Сибири межремонтный период работы шпинделей турбобуров увеличен в 2-3 раза. В условиях бурения глубоких скважин алмазными долотами в Белоруссии межремонтный период работы шпинделей увеличен в 2,5÷3,5 раза, давление бурового насоса в процессе работы модернизированного турбобура уменьшено на 3,0÷4,0 МПа.

6. Экономический эффект от внедрения модернизированной техники и технологии турбинного бурения по оценке автора, выполненной расчетным путем на основе известных методических положений, составляет около 7 млн. рублей.

Разработанные научно-методические основы целевой системной модернизации техники и технологии турбинного бурения рекомендованы для использования разработчиками и производителями при создании новых конструкций технических средств, а также буровыми предприятиями при оптимизации режимов турбинного бурения. Применение принципов целевой системной модернизации техники и технологии турбинного бурения позволяет при имеющейся конструктивной и производственной базе провести техническое перевооружение существующего парка турбобуров, сохранить и повысить объемы применения турбобуров в строительстве нефтяных и газовых скважин с одновременным повышением эффективности их работы.

**Основные научные результаты диссертационной работы опубликованы
в следующих печатных трудах:**

1. Симонянц С.Л. Проблемы модернизации турбинного бурения.- Тюмень: Вектор-Бук, 2003.- 136 с.
2. Иоанесян Ю.Р., Мацевский В.П., Симонянц С.Л., Петрук Н.В. Многосекционные турбобуры.- Киев: Техника, 1984.- 152 с.
3. Иоанесян Ю.Р., Василенко А.А., Мацевский В.П., Симонянц С.Л. Modern turbine drilling.- Rockville, Maryland, USA: Terraspace Inc., 1981.- 355 p. (на англ. яз.).
4. Иоанесян Ю.Р., Попко В.В., Симонянц С.Л. Конструкции и характеристики современных турбобуров.- М.: ВНИИОЭНГ, 1986.- 52 с.
5. Симонянц С.Л., Ледяшов О.А. Аналитическое определение оптимальных параметров турбины турбобура с наклонной линией давления // Нефтяное хозяйство.- 1972.- № 7.- С.11-13.
6. Мелия В.А., Симонянц С.Л. Влияние величины зазоров между ротором и статором на характеристику турбины с падающей к тормозу линией давления // Нефтяное хозяйство.- 1974.- № 11.- С.26-28.
7. Симонянц С.Л. Экспериментальное исследование момента трения в турбобуре. ВНИИБТ.- М., 1975.- 8 с.: Деп. во ВНИИОЭНГ, 25.06.1975, № 209
8. Симонянц С.Л. Экспериментальное исследование радиальных упругих опор турбобура. ВНИИБТ.- М., 1976.- 6 с.: Деп. во ВНИИОЭНГ, 23.04.1976, № 269
9. Мелия В.А., Симонянц С.Л. Внутриконтурные перетоки в турбинах с наклонной линией давления и их влияние на выходную характеристику турбобура // Тр. ВНИИБТ.- 1977.- Вып.42.- С.63-65.
10. Симонянц С.Л. Исследование динамики турбобуров на стенде // Тр. ВНИИБТ.- 1977.- Вып.42.- С. 75-78.
11. Симонянц С.Л. Аналитическое исследование устойчивости работы турбобура // Тр. ВНИИБТ.- 1977.- Вып.42.- С. 97-104.
12. Симонянц С.Л. Моментная характеристика шаровой опоры турбобура // Тр. ВНИИБТ.- 1977.- Вып.42.- С. 125-126.
13. Симонянц С.Л., Кузин Б.В. Промысловые испытания турбобуров с гидродемпфером // Нефтяное хозяйство.- 1978.- № 6.- С.15-16.

14. Симонянц С.Л. О влиянии динамической нагрузки на колебания частоты вращения вала турбобура // Тр. ВНИИБТ.- 1980.- Вып.50.- С.49-54.
15. Иоанесян Ю.Р., Симонянц С.Л. Турбинное бурение сверхглубоких скважин // Тез. докл. Всесоюз. науч. техн. конф.- Грозный, 1982.- С.34-35.
16. Симонянц С.Л., Плисак В.Ф. Гашение вибраций в турбинном бурении // Нефтяное хозяйство.- 1982.- № 11.- С.13-14.
17. Симонянц С.Л., Плисак В.Ф. Оценка работы долота по совмещенным кривым выносливости // Тр. ВНИИБТ.- 1983.- Вып.56.- С.60-67.
18. Иоанесян Ю.Р., Мациевский В.П., Симонянц С.Л., Петрук Н.В. О роторном и турбинном способах бурения // Нефтяная и газовая промышленность.- 1983.- № 3.- С.21-24.
19. Симонянц С.Л. Исследование характеристики гидродемпфера турбобура // Тр. ВНИИБТ.- 1983.- Вып. 57.- С. 133-137.
20. Симонянц С.Л. Об оценке эффективности гидравлических забойных двигателей разных типов // Тр. ВНИИБТ.- 1983.- Вып.58.- С. 139-143.
21. Мациевский В.П., Петрук Н.В., Симонянц С.Л. Подбор оптимальной характеристики турбобура селективной сборки // Нефтяная и газовая промышленность.- 1984.- № 2.- С. 26-29.
22. Симонянц С.Л. Об оптимизации режимов бурения глубоких скважин // Тр. ВНИИБТ.- 1984.- Вып.59.- С. 186-190.
23. Иоанесян Ю.Р., Симонянц С.Л., Меркушев В.Д., Несмеянов Г.Н., Сыроваткин Л.В. Сравнительные испытания новых шпинделей турбобуров // Нефтяное хозяйство.- 1984.- № 10.- С. 20-22.
24. Попко В.В., Симонянц С.Л. Проблемы использования многосекционных турбинных сборок // Тр. ВНИИБТ.- 1985.- Вып.60.- С. 58-68.
25. Симонянц С.Л., Симонянц Л.Е. Определение оптимальных параметров режима турбинного бурения // Тр. ВНИИБТ.- 1985.- Вып.61.- С. 9-13.
26. Дубровин Е.Ф., Чеблаков Е.А., Симонянц С.Л. Применение малолитражных турбобуров при бурении скважин в Западной Сибири // Нефтегазовая геология, геофизика и бурение.- 1985.- № 10.- С. 26-27.

27. Симонянц С.Л., Василенко А.А., Орлов Л.А. Выбор рациональной энергетической характеристики турбобура для условий бурения в Западной Сибири // Нефтяное хозяйство.- 1986.- № 5.- С. 12-14.

28. Симонянц С.Л., Василенко А.А., Орлов Л.А. Сборка турбобуров с рациональной характеристикой // Машины и нефтяное оборудование.- 1986.- № 4.- С. 7-9.

29. Симонянц С.Л., Оганов А.С., Мухаметшин М.М., Грошев В.Ф. Выбор КНБК для регулирования гидродинамического давления // Нефтяное хозяйство.- 1987.- № 11.- С. 38-39.

30. Байдюк Б.В., Симонянц С.Л. Оптимизация режимов бурения на основе комплексного исследования физико-механических свойств горных пород // Тез. докл. Всесоюз. науч. техн. конф.- Грозный, 1988.- С. 73.

31. Симонянц С.Л. Обеспечение рациональных режимов бурения турбинным способом // Тез. докл. Всесоюз. науч. техн. конф.- Грозный, 1988.- С. 76.

32. Симонянц С.Л., Бадовский Е.Н. Исследование рациональных параметров режима бурения скважин на газоконденсатных месторождениях Западной Сибири. // Тез. докл. Всесоюз. науч. техн. конф.- Краснодар, 1988.- С. 13.

33. Симонянц С.Л. Анализ способов гидродинамического торможения вала турбобура // Тр. ВНИИБТ.- 1988.- Вып.64.- С. 111-114.

34. Симонянц С.Л. Принцип адекватности энергетической характеристики турбобуров // Тр. ВНИИБТ.- 1988.- Вып. 66.- С. 76-80.

35. Симонянц С.Л., Василенко А.А., Орлов Л.А. Результаты внедрения оптимизированной технологии турбинного бурения в Западной Сибири // Нефтяное хозяйство.- 1989.- № 4.- С. 10-12.

36. Симонянц С.Л. Определение рациональных частот вращения шарошечных долот // Нефтяное хозяйство.- 1989.- № 6.- С. 15-17.

37. Миракян В.И., Симонянц С.Л., Василенко А.А., Бадовский Е.Н. Применение шарошечных долот типа ГНУ с низкооборотными турбобурами // Нефтяное хозяйство.- 1989.- № 12.- С. 17-20.

38. Симонянц С.Л., Оганов Г.С. Использование метода расплывчатых множеств для определения рациональных частот вращения долота // Тр. ВНИИБТ.- 1989.- Вып. 67.- С. 109-115.

39. Симонянц С.Л. Условия эффективного применения долот АТП // Тр. ВНИИБТ.- 1989.- Вып. 67.- С. 116-120.

40. Байдюк Б.В., Глебов В.А., Симонянц С.Л., Королько Е.И. Использование результатов геолого-технологических исследований при бурении скважин // Нефтяное хозяйство.- 1990.- № 1.- С. 10-13.

41. Глебов В.А., Симонянц С.Л. Проблемы техники и технологии бурения скважин гидравлическими забойными двигателями // Нефтяное хозяйство.- 1990.- № 6.- С. 26-28.

42. Симонянц С.Л. Вопросы выбора эффективного способа, режима и технических средств бурения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- 1997.- № 1.- С. 8-10.

43. Симонянц С.Л., Курумов Л.С., Бадовский Е.Н., Литвяк В.А. Новая высокомоментная турбина для турбобуров диаметром 195 мм // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков.- 2002.- № 3.- С. 25-26.

44. Симонянц С.Л. Предварительные результаты испытаний новой техники для турбинного бурения компании "Велл Процессинг" // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков.- 2003.- № 4.- С. 33-35.

45. Курумов Л.С., Симонянц С.Л. Об эффективности применения трехшарошечных долот при бурении нижних интервалов скважин в Западной Сибири // Технологии ТЭК.- 2003.- № 4.- С. 36-38.

46. Курумов Л.С., Симонянц С.Л., Асадчий А.С., Бутов Ю.А., Большаков Ю.А. Промысловые испытания новой техники турбинного бурения в ПО "Белоруснефть" // Нефтепромысловый инжиниринг.- 2004.- № 2.- С. 2-3.

47. Симонянц С.Л. Апгрейд турбобура // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- 2004.- № 8.- С. 11-12.

48. Курумов Л.С., Симонянц С.Л., Асадчий А.С., Бутов Ю.А., Большаков Ю.А. Испытания высокомоментной турбины ТВМ-195 в Светлогорском УБР // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- 2004.- № 8.- С. 17-18.

49. Курумов Л.С., Симонянц С.Л. Модернизация серийных турбобуров - эффективный путь повышения показателей турбинного бурения // Бурение и нефть.- 2004.- № 7-8.- С. 38-39.

50. Курумов Л.С., Симонянц С.Л., Литвяк В.А., Бадовский Е.Н., Макушин В.В., Мухаметшин М.М. Результаты испытаний новых шпинделей и опор турбобуров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- 2004.- № 9.- С. 23-24.

51. Симонянц С.Л. Пути повышения эффективности турбинного бурения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- 2004.- № 9.- С. 20-23.

52. А.с. 1105594, МКИ Е 21 В 4/00. Гидродинамическое уплотнение турбобура / Иоанесян Ю.Р., Попко В.В., Симонянц С.Л. (СССР).- № 2888048/22-03; Заявлено 21.02.1980; Оpubл. 30.07.1984, Бюл. № 28.

53. А.с. 1123332, МКИ Е 21 В 4/00. Гидротормоз турбобура / Иоанесян Р.А., Иоанесян Ю.Р., Попко В.В., Симонянц С.Л. (СССР).- № 3627285/22-03; Заявлено 28.07.1983; Оpubл. 08.07.1984, Бюл. № 28.

54. А.с. 1136510, МКИ Е 21 В 4/00. Радиальная опора забойного двигателя / Иоанесян Ю.Р., Попко В.В., Симонянц С.Л. (СССР).- № 3605246/22-03; Заявлено 15.06.1983; Оpubл. 22.09.1984, Бюл. № 30.

55. Пат. 2198280 РФ, 7 Е 21 В 4/02. Шпиндель-стабилизатор / Иоанесян Ю.Р., Курумов Л.С., Симонянц С.Л. (Россия).- № 2002101172/03; Заявлено 21.01.2002; Оpubл. 10.02.2003, Бюл. № 4.

56. Пат. 2198994 РФ, 7 Е 21 В 4/02. Турбобур-редуктор / Иоанесян Ю.Р., Курумов Л.С., Симонянц С.Л. (Россия).- № 2002104043/03; Заявлено 19.02.2002; Оpubл. 20.02.2003, Бюл. № 5.

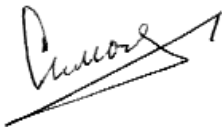
57. Пат. 2205934 РФ, 7 Е 21 В 4/02. Ступень давления турбины турбобура / Иоанесян Ю.Р., Курумов Л.С., Симонянц С.Л. (Россия).- № 2002125934/03; Заявлено 01.10.2002; Оpubл. 10.06.2003, Бюл. № 16.

58. Пат. 2224865 РФ, 7 Е 21 В 4/02. Шпиндель-амортизатор / Иоанесян Ю.Р., Курумов Л.С., Симонянц С.Л. (Россия).- № 2002120062/03; Заявлено 29.07.2002; Оpubл. 27.02.2004, Бюл. № 6.

59. Пат. 2224867 РФ, 7 Е 21 В 4/02. Шариковая опора / Курумов Л.С., Симонянц С.Л., Иоанесян Ю.Р. (Россия).- № 2002121958/03; Заявлено 19.08.2002; Оpubл. 27.02.2004, Бюл. № 6.

60. Пат. 37136 РФ, Е 21 В 4/02. Осевая опора скольжения забойного двигателя / Курумов Л.С., Литвяк В.А., Симонянц С.Л., Мухаметшин М.М. (Россия).- № 2003131438; Заявлено 30.10.2003; Оpubл. 10.04.2004, Бюл. № 10.

Соискатель



С.Л. Симонянц

СИМОНЯНЦ СЕРГЕЙ ЛИПАРИТОВИЧ
“НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕВОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ
ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ТУРБИННОГО БУРЕНИЯ”

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Издательство УНЦ ДО
ИД № 00545 от 06.12.1999

117246, Москва, ул.Обручева, 55-А, УНЦ ДО
т\ф (095) 718-65966, -7767, -7785 (комм.)
e-mail: izdat@abiturcenter.ru
<http://abiturcenter.ru/izdat>

Заказное. Подписано в печать 11.11.2004 г. Формат 60x90/16
Бумага офсетная №2. Усл.п.л. 2.6
Тираж 100 экз. Заказ № 706

Отпечатано в Мини-типографии УНЦ ДО
<http://abiturcenter.ru/print>
в полном соответствии с качеством
предоставленного оригинал-макета