

УДК 622.248.9

**АНАЛИЗ КОЛЕБАНИЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ  
И ПРИМЕНЕНИЯ ДЕМПФИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ**

**ANALYSIS OF DRILL STRING VIBRATION AND UTILIZATION  
DAMPING DEVICE**

**Бадретдинов Т.В., Ямалиев В.У.**

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Российская Федерация**

**T.V. Badretdinov, V.U. Yamaliev**

**Ufa State Petroleum Technological University,  
Ufa, the Russian Federation**

**e-mail: tim301989@mail.ru**

**Аннотация.** В статье рассмотрены основные типы колебаний оборудования, возникающие при бурении скважин, причины их возникновения, признаки проявлений и осложнения, вызванные их действием. Также описаны рекомендуемые меры снижения их негативного влияния и способы повышения эффективности работ. На протяжении многих лет ученые изучали только один тип колебательного движения бурильной колонны - осевой. Отчасти это можно объяснить тем, что до недавнего времени абсолютное большинство скважин бурилось низкомоментными шарошечными долотами, которые практически не подвержены торсионным вибрациям, а зафиксировать поперечные колебания без специального оборудования очень сложно. К тому же уровень развития забойного регистрирующего оборудования зачастую не позволял этого сделать. Качественный рывок в скорости строительства скважин, вызванный началом применения алмазных долот режуще-

скальвающего действия, принёс и свои сложности. Так значительный рост потребного крутящего момента привел к увеличению нагрузок на компоновку низа бурильной колонны и интенсивному проявлению других типов вибраций. Это в свою очередь подтолкнуло к развитию области виброзащитного и регистрирующего оборудования. Было разработано множество демпфирующих устройств, работающих помимо осевого, в тангенциальном и поперечном направлении. Но разная природа возникновения и различные характеристики этих типов колебаний не позволяют создать универсальную конструкцию, одинаково хорошо работающую в различных условиях применения. В данной статье даны некоторые эксплуатационные критерии, в зависимости от типа динамического воздействия, выполнение которых необходимо для успешной разработки, подбора и применения виброзащитных устройств бурильной колонны.

**Abstract.** The article explores the main types of equipment vibrations that occur during drilling, their causes, signs of the manifestations and complications caused by their action. It also describes recommended measures for reducing their negative influence and ways of improving efficiency. For many years scientists have studied only one type of vibratory movement of the drill string – axial. This can be partly explained by the fact that until recently the vast majority of the oil wells were drilled by roller bits, which are virtually unaffected by torsion vibrations and it is very difficult to fix transverse vibrations without special equipment. Besides the level of development of down hole recording equipment often was not allowed to do it. A qualitative leap in the speed of wells construction, caused by the early use of diamond drill bits of cutting-chipping action, brought its own difficulties. So a significant increase in the required torque led to increased stress on the layout of BHA and intense manifestation of other types of vibrations. It prompted the development of the field of damping devices and recording equipment. In addition to the axial a set of damping devices were developed. They worked in tangential and transverse

directions. But the different nature of occurrence and different characteristics of these types of oscillations doesn't allow creating a versatile design, equally well working in a variety of applications. This article presents some operational characteristic, depending on the type of dynamic effects, which are required for the successful design, selection and application of vibration isolation devices in the drill string.

**Ключевые слова:** бурильная колонна, вибрационные колебания, демпфирующее устройство, долото, калибратор, компоновка низа бурильной колонны, скважинное оборудование, утяжеленные бурильные трубы.

**Key words:** drill string, vibration, damping device, bit, calibrator, bottom hole assembly, down hole equipment, drill collar.

Сложные условия современного мирового углеводородного рынка требуют применения наиболее эффективных и экономически выгодных решений для добычи нефти и природного газа. Буровые компании и их подрядчики пытаются максимально сократить издержки, применяя новое высокопродуктивное и высококачественное оборудование. Однако до сих пор остается много вопросов, которые требуют скорейшего решения не позволяя сделать очередной качественный рывок вперед. Одной из таких проблем является негативное влияние на буровое оборудование вибрации, возникающей в процессе разрушения горной породы. Современные исследователи различают три основных вида колебаний бурильной колонны: осевая, торсионная (скручивающая) и поперечная (рисунок 1). Ввиду различной природы происхождения каждый тип имеет собственный набор характерных признаков. Благодаря этому бурильщик может с устья своевременно определить характер процесса, происходящего на забое, и предпринять меры, чтобы избежать аварии, если только речь не идет о

комплексном проявлении нескольких видов колебаний. В этом случае, очень сложно решить какие меры приведут к положительному результату.

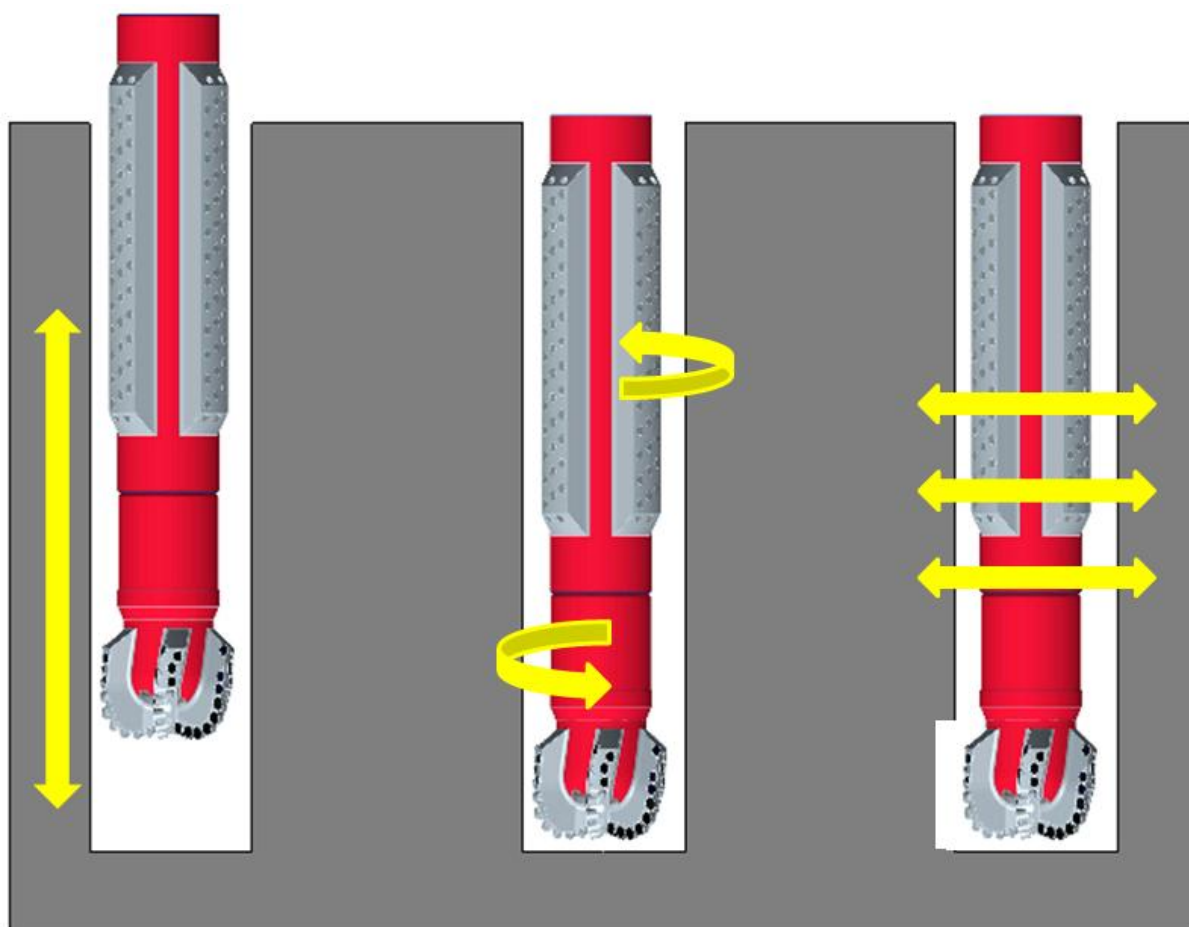


Рисунок 1. Виды колебаний буровой колонны:  
 1 – осевые, 2 – торсионные, 3 – поперечные

### 1. Осевая вибрация

Процесс осевых колебаний бурового инструмента изучался исследователями на протяжении многих лет. Наиболее часто данный тип колебаний возникает при смене разбуриваемых пластов, имеющих разные свойства, а также при прохождении твердых пропластков. На рисунке 1 видно, что направление колебательного движения совпадает с осью скважины. При увеличении амплитуды колебаний долото начинает подсакивать, теряя контакт с забоем. Зачастую это наблюдается при бурении шарошечными долотами. Вследствие этого возникает дополнительная энергия, способствующая разрушению горной породы, но,

в то же время, негативно действующая на сам породоразрушающий инструмент. Это ведет к слому и преждевременному износу вооружения долота, выходу из строя уплотнений, разгерметизации и повреждению опор и, как следствие, к снижению скорости бурения [7-10]. Поэтому очень важно вовремя оценить колебания, происходящие в скважине, и принять меры по их предупреждению. Как правило, для этого используют акселерометры, встроенные в забойную телесистему, и способные производить замеры сразу в нескольких направлениях. Данные передаются по каналу связи на устье и расшифровываются телеметрической службой, которая и сообщает буровой бригаде о необходимости корректирующих мер. Однако при бурении на небольших глубинах осевое колебательное движение может доходить до устья скважины, тем самым сигнализируя о нестабильности процесса бурения [6,12,13,18,20].

Осевые колебания имеют частоту 1-10 Гц и гасятся самой бурильной колонной. Поэтому скорость их затухания напрямую зависит от веса и жесткости компоновки [17]. Для этого в КНБК вводят дополнительные УБТ. Однако утяжеление колонны без изменения режимов бурения может привести к увеличению ударного импульса и повреждению забойного оборудования. Поэтому при появлении осевых колебаний большой амплитуды следует увеличить нагрузку и уменьшить скорость вращения долота. При этом предпочтительнее использовать долота, создающие невысокий реактивный момент. Также к наиболее эффективным методам борьбы с осевыми колебаниями можно отнести использование различных демпфирующих устройств, амортизаторов, виброгасителей, позволяющих увеличить ресурс бурового оборудования.

## **2. Торсионная вибрация**

Торсионная или скручивающая вибрация представляет собой скачкообразное движение бурильной колонны, вызванное резкими ускорениями и замедлениями при ее вращении. При вращении долото приостанавливается (длительностью порядка десятых долей секунды) с

равной периодичностью, что вызывает рост крутящего момента и скручивание всей колонны. При превышении момента скручивания над моментами сопротивления резания породы и момента сил трения о стенки скважины происходит резкое ускорение долота - проскальзывание, когда его угловая скорость резко возрастает (в 2-3 раза). Длительность такого процесса может достигать нескольких минут, а максимальная интенсивность колебаний происходит в нижней части колонны. Наиболее часто торсионная вибрация проявляется при бурении PDC долотами, причем в некоторых случаях, процесс сопровождается поперечными колебаниями забойного оборудования [17]. Данные колебания, также называемые в литературе - stick-slip, имеют частоту ниже 1 Гц и могут привести к куда более серьезным последствиям, чем осевые колебания. Основными повреждениями являются: слом вооружения долота, особенно в зоне, образующей диаметр стенок скважины; усталостный износ резьбовых соединений вследствие их перетяжки повышенным моментом и риск отворота и полета оборудования в скважину.

Стремление буровиков сократить время бурения интервала, выбирая долота с большой агрессивностью, зачастую приводит к тому, что нарушается баланс между жесткостью колонны и реактивным моментом от горной породы, что в свою очередь ведет к выходу из зоны стабильного бурения и возникновению торсионных колебаний [11]. То же самое происходит и при неверно подобранном режиме работы, когда при слишком большой нагрузке и малой скорости вращения вооружение долота сильно заглубляется в породу за один оборот. Также следует отметить, что вероятность появления торсионных колебаний увеличивается с ростом глубины и зенитного угла скважины, а также при прохождении твердых пропластков.

Наиболее характерными признаками на устье присутствия stick-slip эффекта является резкое понижение скорости бурения до 30-40 процентов

и периодическое изменение скорости вращения и крутящего момента на 20-25 процентов [16].

Гашение скручивающих колебаний также производится колонной инструмента, находящегося над долотом, и общим сопротивлением трения о стенки скважины [19]. Однако, в отличие от осевого направления, жесткость колонны в тангенциальном направлении недостаточна для полного гашения колебаний, несмотря на введение в ее нижнюю часть множества УБТ, калибраторов и центраторов [18]. Поэтому также как и в случае с осевой вибрацией основным способом для устранения торсионных колебаний является изменение режима бурения. Для этого ограничивают осевую нагрузку и увеличивают скорость вращения. Возможно также включение в КНБК забойных двигателей с большой частотой вращения и демпфирующих устройств, работающих в тангенциальном направлении. Так как подобные демпферы создают дополнительную эластичность колонны, целью их применения становится - снижение тангенциальной ударной нагрузки на вооружение долота. Зачастую это оправдано при бурении на больших глубинах, когда ресурс породоразрушающего инструмента важнее скорости проходки. Также большое значение уделяется своевременной очистке забоя и уменьшению силы трения о стенки скважины. Для этого увеличивается расход промывочной жидкости и вводятся различные смазывающие добавки.

### **3. Поперечная вибрация**

Данный тип вибрации представляет собой маятниковое движение в поперечном направлении. Около 75 процентов отказов и аварий происходит по причине этих колебаний. В результате поперечного движения бурильной колонны и долота возникает изгиб и завихрение. Под завихрением понимают самоподдерживающееся эксцентричное вращение инструмента вокруг точки, не являющейся ее геометрическим центром. При этом происходит спиралеобразное увеличение диаметра ствола скважины. Различают завихрение долота и завихрение КНБК, имеющие

частоту колебаний 5-100 Гц и 5-20 Гц соответственно [15]. Завихрение одного элемента часто переходит в завихрение другого, при этом может сопровождаться скручивающей вибрацией с высокой частотой. Завихрения КНБК бывают в прямом, обратном и хаотичном направлении, когда происходит постоянное изменение направления вращения [16].

Завихрения долота могут возникнуть при прохождении мягких, рыхлых и трещиноватых пластов или при расширении ранее пробуренной скважины. Также причиной их появления может стать использование забойного двигателя с углом перекоса или долота с высокой боковой резной способностью. При данном типе вибраций резцы долот PDC подвергаются многократным ударным нагрузкам ввиду того, что лопасти, поочередно касаясь стенок скважины, становятся мгновенным центром вращения долота и формируют многоугольное сечение скважины (рисунок 2). Сечение имеет число вершин на единицу большее количества лопастей долота.



Рисунок 2. Многоугольное сечение скважины, образованное завихрением долота

Решить эту проблему можно снижением оборотов вращения и увеличением осевой нагрузки, причем эти корректировки обязательно следует проводить после полной остановки колонны. Однако для



получения максимальной стабильности бурения важно изначально правильно подбирать породоразрушающий инструмент. Здесь предпочтение отдается сбалансированным долотам, у которых результирующая боковых сил резания сведена в сторону лопасти с развитой гладкой поверхностью, по форме повторяющей забой скважины. Как правило, на этой поверхности отсутствуют активные режущие элементы. При вращении такое долото постоянно взаимодействует со стенками скважины своей «неагрессивной» лопастью, тем самым, исключая вероятность возникновения завихрений. Также для ограничения эксцентрического вращения устанавливаются наддолотные калибраторы, к тому же повышающие жесткость компоновки.

Трение о стенки скважины, плохая смазывающая способность бурового раствора, недостаточная жесткость компоновки – все это может стать причиной возникновения эксцентричного вращения КНБК [15]. Их длительное влияние может привести к поломке гидравлических двигателей и другого забойного оборудования [17]. При этом тип и порядок корректирующих действий зависит от направления завихрения. На рисунке 3 представлена схема поддержания режима бурения в зоне стабильности. Следует отметить, что для перехода из вибрационного режима в зону стабильного бурения необходимо производить полную остановку вращения и оторвать инструмент от забоя. Иначе может произойти быстрый и неконтролируемый переход в другую область или появиться комплексное колебательное движение.

Применение только лишь демпфирующих устройств при завихрениях и поперечных колебаниях малоэффективно. Для ограничения их разрушительного действия используют комбинацию с механическими ограничителями поперечного действия, таких как – невращающийся центратор или шарошечный расширитель. В таблице 1 представлены основные характеристики колебаний бурильной колонны и рекомендуемые меры их устранения.

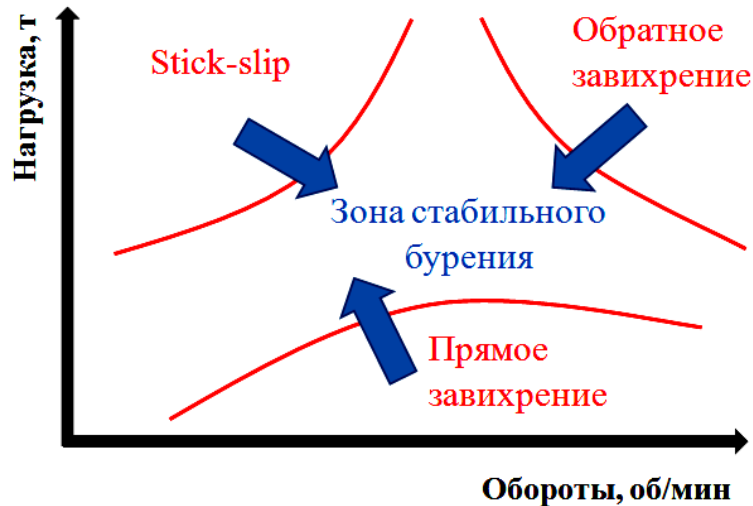


Рисунок 3. Схема поддержания режима бурения в зоне стабильности

Таблица 1. Классификация колебаний бурильной колонны

Тип колебаний Параметр	Осевая	Торсионная	Поперечная
Признак проявления	Подскок долота	Скручивание колонны, эффект stick-slip	Изгиб и завихрение долота и КНБК
Направление движения	Вдоль оси вращения	Тангенциально оси вращения	Поперечно оси вращения
Причина возникновения	Твердость горных пород / недостаточная нагрузка на долото	Высокая агрессивность долота / трение колонна-скважина / большой зенитный угол наклонных скважин	Высокая боковая резная способность долота / мягкие, рыхлые, трещиноватые горные породы / недостаточная жесткость КНБК
Частотный диапазон, Гц	1-10	<1	Завихрение долота: 5-100 / завихрение КНБК: 5-20
Признаки на устье	Колебания нагрузки / уменьшение скорости бурения / вибрация стола ротора или верхнего привода	Колебания момента и скорости вращения / уменьшение скорости бурения / остановка верхнего привода	Увеличение крутящего момента / уменьшение скорости бурения
Повреждения и отказы	Выход из строя подшипниковых узлов / слом вооружения долот / поломка элементов КНБК	Повреждение вооружения долот / перетяжка резьбовых соединений / поломка элементов КНБК	Повреждение вооружения долот и калибраторов / Поломка элементов КНБК / промывы труб / потеря диаметра и односторонний износ инструмента
Уменьшение уровня вибрации во время бурения	Увеличение осевой нагрузки и уменьшение частоты вращения	Увеличение частоты вращения и уменьшение осевой нагрузки	Увеличение осевой нагрузки и уменьшение частоты вращения
Применение демпфера	Рекомендуется	Рекомендуется	В комбинации с центраторами

Как видно из таблицы 1 применение демпфирующих устройств эффективно при всех типах колебаний КНБК. Однако сделать правильный выбор среди множества конструкций, предложенных на рынке, очень сложно. В большинстве случаев подбор подходящего устройства происходит методом проб. Но даже оптимально отработавшая на одном месторождении конструкция не гарантирует успеха при бурении соседнего участка скважин. Поэтому каждый раз перед началом работ приходится проводить тщательный анализ конструкции будущей скважины [14].

Авторами работ [1-4,8] установлено, что для проектирования и подбора бурового демпфера требуется знание свойств горных пород и условия его использования, так как успешность применения всей виброзащитной системы зависит от точности расчета необходимой жесткости и массы демпфирующих устройств. Также очень важно обеспечить свободный пропуск демпфером низкочастотных осевых колебаний, необходимых для разрушения породы, и эффективное гашение высокочастотных, созданных системой «забойный двигатель – долото». При этом динамические импульсы не должны влиять на эффективность его работы.

По конструкционным особенностям можно выделить демпфирующие устройства с упругими элементами, имеющие в основе материалы с высокими амортизирующими характеристиками типа пружин (винтовые, тарельчатые, конические пружины и др.), различных резиновых, полиуретановых смесей и отражатели упругих волн, в основе которых лежит комбинация элементов с разными скоростями распространения в них упругих волн. Полости такого демпфера заполняются сжатым воздухом, маслом или другими вязкими жидкостями.

По области применения и характеру работы различают устройства для вращательного, ударно-вращательного и ударного бурения. В зависимости от этого выбирается один из основных параметров – тип гасимых колебаний (осевые, торсионные, поперечные).

В таблице 2 предложена классификация демпфирующих устройств в зависимости от типа колебаний и вида буровых работ параметров демпфирующих устройств [5].

Таблица 2. Классификация демпфирующих устройств

Тип колебаний / Параметр	Осевое	Торсионное	Поперечное
Вид бурения	Вращательное, ударно-вращательное, ударное	Вращательное	Вращательное, ударно-вращательное
Демпфирующие устройства	С резиновыми и металлическими упругими элементами / с тарельчатыми пружинами / гидравлические	С резиновыми и резино-металлическими упругими элементами / с винтовыми пружинами / гидравлические	
	Гидромеханические / комбинированные демпферы-центраторы		
	Отражатели упругих волн		
Прочее виброзащитное оборудование	Утяжеленные бурильные трубы	Наддолотные инерционные маховики	Невращающиеся центраторы / шарошечные расширители
	Калибраторы / центраторы		

Данная классификация показывает, что при проектировании и подборе виброзащитного оборудования необходимо ориентироваться на параметры, направленные на соответствующий вид динамического воздействия. А с расширением области применения данных устройств, растет и количество выполняемых ими функций. Помимо основного назначения, связанного с уменьшением амплитуды осевых, торсионных и поперечных колебаний, и повышением ресурса системы «долото - забойный двигатель - телесистема», добавляются такие функции как: поддержание процесса бурения в оптимальном режиме; уменьшение потери мощности, подводимой к забойному двигателю; снижение потерь мощности на трение между бурильной колонной и стенками скважины; выполнение роли защитного предохранительного устройства в аварийных ситуациях и другое.

## Выводы

1. В процессе бурения скважин на бурильный инструмент действует три типа вибрационных нагрузок: осевые, торсионные и поперечные. Отдельное или совместное влияние данных типов колебаний в большинстве случаев ведет к снижению ресурса породоразрушающего инструмента и ухудшению технико-экономических показателей строительства скважин.

2. Наиболее эффективным средством борьбы с вибрацией является применение буровых амортизаторов – демпферов. Для гашения осевых и торсионных колебаний наиболее эффективны устройства, использующие в демпфирующем узле тарельчатые и винтовые пружины или эластичный упругий элемент. В случае проявления поперечных колебаний рекомендуется использование демпферов в комбинации с центраторами, калибраторами или шарошечными расширителями.

## Список используемых источников

1 Габдрахимов М.С., Султанов Б.З. Динамические гасители колебаний бурильного инструмента. М.: ВНИИОЭНГ, 1991. 60 с.

2 Бурение скважин с использованием наддолотных многоступенчатых виброгасителей / М.С. Габдрахимов, А.С. Галеев, Б.З. Султанов и др. // Нефтяное хозяйство. 1990. №4. С.24-25.

3 О необходимости учета вибрации при конструировании элементов бурильной колонны / М.Ф. Заляев, В.У. Ямалиев, Е.М. Абуталипова, А.Н. Авренюк // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2016. №9. С.45-48.

4 Имаева Э.Ш. Определение параметров амортизатора для бурильной колонны при воздействии случайных колебаний: учеб. пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. 82 с.

5 Имаева Э.Ш. Вибронагруженность глубинного оборудования при бурении скважин // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2002. №2. URL: <http://ogbus.ru/article/vibronagruzhennost-glubinnogo-oborudova-niya-pri-burenii-skvazhin>.

6 Ишемгужин Е.И., Ямалиев В.У., Султанов Б.З. Использование спектра колебаний промывочной жидкости для оценки технического состояния долота при турбинном бурении // Изв. Вузов. Нефть и газ. 1989. №5. С. 31-34.

7 Ишемгужин И.Е., Ямалиев В.У., Ишемгужин Е.И. Диагностирование объектов нефтегазодобычи при случайных колебаниях технологических параметров бурения // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9. № 3. С. 17-20.

8 Способ определения работоспособности породоразрушающего инструмента / В.У. Ямалиев, М.М. Хасанов, Р.Н. Якупов, Е.И. Ишемгужин, И.Р. Кузеев, Д.С. Солодовников: пат. 2188939 Рос. Федерация МПК7 E21B44/06, E21B44/06. № 2001113974/03; заявл. 25.05.2001; Опубл. 10.09.2002, Бюл. №10.

9 Способ регулирования оптимальной осевой нагрузки на долото при бурении скважин/ И.Е. Ишемгужин, В.У. Ямалиев, В.В. Пашинский, Е.И. Ишемгужин, М.Н. Козлов, С.В. Назаров, Э.М. Галеев, А.В. Лягов: пат. 2124125 Рос. Федерация МПК6 E21B045/00, E21B044. № 97103910/03; заявл. 12.03.1997; опубл. 27.12.1998, Бюл. №5.

10 Устройство для оценки состояния породоразрушающего инструмента / В.У. Ямалиев, Т.Р. Салахов, Э.Ш. Имаева: пат. 2335629 Рос. Федерация МПК6 E21B44/00. № 2006145009/03; заявл. 18.12.2006; Опубл. 10.10.2008, Бюл. №28.

11 Юнин Е.К. К вопросу предотвращения вибраций бурильной колонны // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2009. №12. С.6-10.

12 Ямалиев В.У., Ишемгужин И.Г. Диагностирование бурового и нефтепромыслового оборудования: учеб. пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. 83 с.

13 Ямалиев В.У., Имаева Э.Ш., Салахов Т.Р. О возможности распознавания технических состояний глубинного бурового оборудования // Нефтегазовое дело. 2005. Т. 3. С.127-132.

14 Янтурин А.Ш. Расчет наддольных гасителей продольных колебаний бурильной колонны // Нефтяное хозяйство. 1987. №12. С. 20-23.

15 Aadnoy, B.S., Cooper, I., Miska, S.Z., Mitchell, R.F. & Payne, M.L. Advanced Drilling and Well Technology. United States of America: Society of Petroleum Engineers; 2009.

16 Leine, R.I., Van Campen, D.H. and Keultjes, W.J. “Stick-slip Whirl Interaction in Drillstring Dynamics, “Journal of Sound and Acoustics vol. 124, pp. 209-220,2002.

17 Osnes, S.M., Amundsen, P.A., Weltzin, T., Nyrnes, E., Hundstad, B.L. & Grindhaug, G. MWD Vibration Measurements: A Time for Standardisation. SPE/IADC 119877 presented at SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands, 17-19 March 2009.

18 A field-proven methodology for real-time drill bit condition assessment and drilling performance optimization// Salakhov T., Yamaliev V., Dubinsky V. // В сборнике: Society of Petroleum Engineers – SPE Russians Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2008 Сер. «SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2008» 2008. С.281-288.

19 Sanankone, P., Kamoshima, O., and White, D.B. A Field Method for controlling Drillstring Torsional Vibration, SPE 23891, SPE Drilling Conference, New Orleans, 1992.

20 About the deep drilling equipment technical condition recognition method / Yamaliev V., Имаева Е., Salakhov Т. // Нефтегазовое дело: электрон. журн. 2009. №1. С.27.

## References

- 1 Gabdrahimov M.S., Sultanov B.Z. Dinamicheskie gasiteli kolebanij buril'nogo instrumenta. M.: VNIIOJeNG, 1991. 60 s. [in Russian].
- 2 Burenie skvazhin s ispol'zovaniem naddolotnyh mnogostupenchatyh vibrogasitelej / M.S. Gabdrahimov, A.S. Galeev, B.Z. Sultanov i dr. // Neftjanoe hozjajstvo. 1990. №4. S.24-25. [in Russian].
- 3 O neobhodimosti ucheta vibracii pri konstruirovanii jelementov buril'noj kolonny / M.F. Zaljaev, V.U. Jamaliev, E.M. Abutalipova, A.N. Avrenjuk // Himicheskoe i neftegazovoe mashinostroenie. 2016. №9. S.45-48. [in Russian].
- 4 Imaeva Je.Sh. Opredelenie parametrov amortizatora dlja buril'noj kolonny pri vozdeystvii sluchajnyh kolebanij: ucheb. posobie. Ufa: Izd-vo UGNTU, 2002. 82 s. [in Russian].
- 5 Imaeva Je.Sh. Vibronagruzhennost' glubinnogo oborudovanija pri burenii skvazhin // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. / UGNTU. 2002. №2. URL: <http://ogbus.ru/article/vibronagruzhennost-glubinnogo-oborudovaniya-pri-burenii-skvazhin>. [in Russian].
- 6 Ishemguzhin E.I., Jamaliev V.U., Sultanov B.Z. Ispol'zovanie spektra kolebanij promyvochnoj zhidkosti dlja ocenki tehničeskogo sostojanija dolota pri turbinnom burenii // Izv. Vuzov. Neft' i gaz. 1989. №5. S.31-34. [in Russian].
- 7 Ishemguzhin I.E., Jamaliev V.U., Ishemguzhin E.I. Diagnostirovanie obektov neftegazodobychi pri sluchajnyh kolebanijah tehničeskix parametrov burenija // Neftegazovoe delo. 2011. T. 9. № 3. S. 17-20. [in Russian].
- 8 Sposob opredelenija rabotosposobnosti porodorazrushajushhego instrumenta / V.U. Jamaliev, M.M. Hasanov, R.N. Jakupov, E.I. Ishemguzhin, I.R. Kuzeev, D.S. Solodovnikov: pat. 2188939 Ros. Federacija MPK7 E21B44/06, E21B44/06. № 2001113974/03; zajavl. 25.05.2001; Opubl. 10.09.2002, Bjul. №10. [in Russian].



9 Sposob regulirovanija optimal'noj osevoj nagruzki na doloto pri burenii skvazhin/ I.E. Ishemguzhin, V.U. Jamaliev, V.V. Pashinskij, E.I. Ishemguzhin, M.N. Kozlov, S.V. Nazarov, Je.M. Galeev, A.V. Ljagov: pat. 2124125 Ros. Federacija MPK6 E21B045/00, E21B044. № 97103910/03; zajavl. 12.03.1997; opubl. 27.12.1998, Bjul. №5. [in Russian].

10 Ustrojstvo dlja ocenki sostojanija porodorazrushajushhego instrumenta / V.U. Jamaliev, T.R. Salahov, Je.Sh. Imaeva: pat. 2335629 Ros. Federacija MPK6 E21B44/00. № 2006145009/03; zajavl. 18.12.2006; Opubl. 10.10.2008, Bjul. №28. [in Russian].

11 Junin E.K. K voprosu predotvrashhenija vibracij buril'noj kolonny // Stroitel'stvo neftjanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. 2009. №12. S. 6-10. [in Russian].

12 Jamaliev V.U., Ishemguzhin I.G. Diagnostirovanie burovogo i neftepromyslovogo oborudovanija: ucheb. posobie. Ufa: Izd-vo UGNTU, 2000. 83 s. [in Russian].

13 Jamaliev V.U., Imaeva Je.Sh., Salahov T.R. O vozmozhnosti raspoznavanija tehnicheskikh sostojanij glubinnogo burovogo oborudovanija // Neftegazovoe delo. 2005. T. 3. S.127-132. [in Russian].

14 Janturin A.Sh. Raschet naddolotnyh gasitelej prodol'nyh kolebanij buril'noj kolonny // Neftjanoe hozjajstvo. 1987. №12. S. 20-23. [in Russian].

15 Aadnoy, B.S., Cooper, I., Miska, S.Z., Mitchell, R.F. & Payne, M.L. Advanced Drilling and Well Technology. United States of America: Society of Petroleum Engineers; 2009. [in Russian].

16 Leine, R.I., Van Campen, D.H. and Keultjes, W.J. "Stick-slip Whirl Interaction in Drillstring Dynamics, "Journal of Sound and Acoustics vol. 124, pp. 209-220,2002.

17 Osnes, S.M., Amundsen, P.A., Weltzin, T., Nyrnes, E., Hundstad, B.L. & Grindhaug, G. MWD Vibration Measurements: A Time for Standarisation. SPE/IADC 119877 presented at SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands, 17-19 March 2009.

18 Salakhov T., Yamaliev V., Dubinsky V. A field-proven methodology for real-time drill bit condition assessment and drilling performance optimization //Society of Petroleum Engineers – SPE Russians Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2008 Ser. «SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2008» 2008. S.281-288.

19 Sananlkone, P., Kamoshima, O., and White, D.B. A Field Method for controlling Drillstring Torsional Vibration, SPE 23891, SPE Drilling Conference, New Orleans, 1992.

20 About the deep drilling equipment technical condition recognition method / Yamaliev V., Imaeva E., Salakhov T. // Neftegazovoe delo: jelektron. zhurn. 2009. №1. S.27. [in Russian].

### **Сведения об авторах**

#### **About the authors**

Бадретдинов Т.В., аспирант кафедры «Технологические машины и оборудование», ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация.

T.V. Badretdinov, Post Graduate Student of Chair “Technological machinery and equipment”, FSBEI HE USPTU, Ufa, the Russian Federation.

e-mail: tim301989@mail.ru

Ямалиев В.У., д-р техн. наук, профессор кафедры «Технологические машины и оборудование», ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация.

V.U. Yamaliev, Doctor of Engineering of Sciences, Professor of Chair “Technological machinery and equipment”, FSBEI HE USPTU, Ufa, the Russian Federation.