

РАБОТА ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ ПОСТОЯННОГО И ПЕРЕМЕННОГО ТОКА РОТОРА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ В РЕЖИМЕ НЕУСТОЙЧИВОГО ВРАЩЕНИЯ ДОЛОТА

М.С. Ершов¹, А.Н. Комков¹, Е.А. Феоктистов²

¹ Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина,
Национальный исследовательский университет, e-mail: msershov@yandex.ru

² Московский физико-технический институт, Национальный исследовательский университет

Аннотация: В статье продолжаются исследования режимов электроприводов ротора буровых установок при неустойчивом вращении долота. Неравномерное неустойчивое вращение долота, сопровождаемое его остановками, последующим проскальзыванием и даже обратным вращением, получившее название Stick-Slip эффекта, может приводить к автоколебаниям, сопровождаемым увеличением потерь и уменьшением подводимой к забою мощности, резонансным явлениям и вибрациям колонны, сопровождаемым ускоренным износом бурового оборудования. Особенно остро проблема неустойчивого вращения долота возникает при применении долот типа PDC с алмазными резцами, которые нашли широкое применение в последние десятилетия. Различным аспектам возникновения крутильных колебаний и неустойчивого вращения долота в процессе бурения посвящено много работ. В статье исследованы режимы работы электроприводов ротора буровой установки постоянного и переменного тока, проведено сравнение этих режимов и выявлены признаки появления Stick-Slip эффекта средствами электропривода. В среде MATLAB Simulink разработана обобщающая модель автоматизированного электропривода ротора буровой установки с двигателем постоянного тока и электропривода на базе асинхронного двигателя, включая систему подчиненного регулирования скорости и тока двигателей. Механическая часть приводов, в которую входит буровой инструмент, представлена трехмассовой моделью, учитывающей явления упругой деформации и вязкого трения в колонне бурильных труб. Выполнено численное моделирование и установлены закономерности изменения скоростей, моментов и токов приводов постоянного и переменного тока. Установлены признаки и предложен критерий оценки возникновения Stick-Slip эффекта по характеру колебания токов двигателей постоянного и переменного тока в указанном режиме.

Ключевые слова: буровая установка, ротор, электропривод, двигатель постоянного тока, асинхронный двигатель, система автоматизированного управления, Stick-Slip эффект, признак, компьютерное моделирование.

Для цитирования: Ершов М. С., Комков А. Н., Феоктистов Е. А. Работа электроприводов постоянного и переменного тока ротора буровой установки в режиме неустойчивого вращения долота // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2021. – № 6. – С. 153–167. DOI: 10.25018/0236_1493_2021_6_0_153.

Operation of DC and AC drives of rotary table in unstable rotation mode of drill bit

M.S. Ershov¹, A.N. Komkov¹, E.A. Feoktistov²

¹ Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University),
Moscow, Russia, e-mail: msershov@yandex.ru

² Moscow Institute of Physics and Technology (National Research University)

Abstract: This article continues the study into operation of rotary table drives in unstable rotation of drill bits. Uneven and unsteady rotation of drill bit, with locking, sliding and even reverse rotation, called the Stick-Slip Effect, can lead to auto oscillations accompanied by higher losses, decreased input power, resonances and vibrations of drilling pillar and, finally, by accelerated depreciation of drilling equipment. The problem of unstable rotation of drill bits is particularly acute in case of polycrystalline diamond compact (PDC) bits which have found wider application in recent decades. Many studies address various aspects of torsional behavior and unstable rotation of drill bits during operation. This article analyzes operation of DC/AC drives of rotary tables, compares their modes and reveals the stick-slip effect in the drives. In MATLAB Simulink environment, a generalized model is constructed for an automatic motor of rotary table with DC and AC drives, including the system of subordinate speed and current control. The mechanical part of the drives, including the drill tool, is represented by a three-mass model with regard to phenomena of elastic deformation and viscous friction in drill string. The numerical modeling is accomplished, and the regular patterns of speeds, moments and currents of DC and AC drives are found. The signs and the assessment criterion of the stick-slip effect are determined from the nature of the current oscillations in DC and AC drives in unstable rotation mode of drill bits.

Key words: drilling unit, rotary table, motor, DC drive, asynchronous motors, automatic control system, Stick-Slip effect, sign, computer modeling.

For citation: Ershov M. S., Komkov A. N., Feoktistov E. A. Operation of DC and AC drives of rotary table in unstable rotation mode of drill bit. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2021;(6):153-167. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2021_6_0_153.

Введение

В процессе бурения наряду с режимами равномерного вращения долота часто возникают режимы, связанные с его неустойчивым неравномерным вращением и длительными остановками, сопровождаемые периодическим заклиниванием и последующим проскальзыванием долота и даже обратным вращением. Такие явления, получившие название Stick-Slip эффекта, сопровождаются автоколебаниями и резонансными явлениями колонны, вибрациями, которые

приводят к увеличению потерь (до 35% от подводимой к забою мощности), ускоренному износу долота, труб и оснастки, развинчиванию труб, потере бурового инструмента. Особенно остро проблема Stick-Slip эффекта проявилась в результате применения долот режуще-истирающего типа PDC с искусственными алмазными резцами. Резцы таких долот расположены так, чтобы при вращении они были направлены навстречу породе. При вращении под нагрузкой в обратном направлении, что может иметь

место при неравномерном вращении долота, резцы скальваются или выбиваются из гнезд. Повреждение PDC долота в режиме Stick-Slip эффекта, сопровождаемого обратным вращением долота, происходит буквально за секунды. Пример скола и потери резцов PDC долота показан на фотографии — рис. 1.

Возникновение Stick-Slip эффекта связано с процессами, происходящими в колонне бурильных труб, которая представляет собой систему с распределенными параметрами. Под действием момента ротора буровой установки, приложенного к верху колонны, и момента сопротивления резания долота, приложенного к низу колонны, труба деформируется и закручивается на некоторый угол, значение которого может достигать десятков оборотов. Допустимый угол закручивания трубы в процессе бурения зависит от материала, внешнего и внутреннего диаметра труб и длины колонны. Если угол закручивания колонны не изменяется в процессе бурения, то имеет место равномерный режим вращения долота (РВ), если угол закручивания меняется, то возникает режим неравномерного вращения (НВ) долота, сопровождаемого крутильными колебаниями колонны. Если долото длительно (десятка секунд) останавливается, то такой режим называется режимом длительных остановок (ДО). Режим ДО, в свою очередь, может сопровождаться обратным ходом долота, когда под действием возрастающего момента упругих сил долото начинает вращаться в направлении, обратном направлению принудительного момента, приложенного к верху колонны. Возникновение того или иного из перечисленных режимов зависит от многих условий и, в первую очередь, от нагрузки на долото и от скорости его вращения. Необходимо отметить, что скорость долота меняется в широких пределах по величине и может изменять



Рис. 1. Разрушение PDC долота в режиме Stick-Slip эффекта

Fig. 1. PDC bit failure under stick-slip effect

знак. При этом скорость ротора буровой установки изменяется сравнительно мало и не может служить признаком неравномерного вращения и возникновения Stick-Slip эффекта.

Появление первых публикаций в шестидесятых годах прошлого века [1, 2], направленных на решение проблемы крутильных колебаний колонны и Stick-Slip эффекта, практически совпадает с началом использования PDC долот. В настоящее время существуют практические рекомендации по борьбе с проявлением указанного эффекта, например, руководство по эксплуатации буровых долот для полевых инженеров компании BP [3]. В то же время нельзя считать проблему решенной, что подтверждается и большим количеством публикаций на эту тему за последнее десятилетие, в которых рассматриваются различные аспекты проблемы, включая как технологические [4–11], так и аспекты контроля и управления процессом бурения средствами электропривода [12–15], решению которых посвящена и данная работа. В продолжение ранее выполненных исследований работы привода постоянного тока ротора буровой установки

в режиме неустойчивого вращения долота, отраженных в статье [16], в данной статье выполнено параллельное моделирование и сравнение режимов работы приводов как постоянного, так и переменного тока ротора буровой установки, предложен критерий оценки возникновения Stick-Slip эффекта средствами электропривода.

Задача исследования

Существуют разные технологические средства борьбы с крутильными колебаниями колонны бурильных труб [4–15]. Задача данной работы заключается в исследовании влияния на колебания колонны и неравномерное вращение долота вида электромеханического преобразователя – электрического двигателя привода ротора буровой колонны – и выявлении признаков появления Stick-Slip эффекта средствами электропривода. В настоящее время в приводе вращения колонны используются двигатели постоянного тока и асинхронные двигатели [17]. Двигатели постоянного тока используются в системе «Тиристорный преобразователь – двигатель» (ТП-Д). Асинхронные двигатели в современных электроприводах буровых установок используются в системе «Преобразователь частоты – двигатель» (ПЧ-Д). Режимы и процессы электроприводов зависят не только от вида двигателя, но и от принципов и алгоритмов системы автоматического управления привода, которые также учтены в исследованиях. Исходные данные для моделирования соответствуют параметрам буровой установки типа БУ-5000/320, оснащенной ротором типа Р-700. При разработке системы моделей электроприводов ротора буровой установки и их управления использовались апробированные методы, алгоритмы и модели, представленные в классических изданиях отечественных и зарубежных исследователей [18–20].

Имитационная модель

Моделирование привода постоянного тока и асинхронного привода ротора буровой установки осуществлялось с использованием программного обеспечения Matlab Simulink. Общая структурная схема модели приведена на рис. 2. Модель состоит из двух основных частей. Верхняя половина рисунка включает основные блоки асинхронного привода:

- IM-Subsystem – модель асинхронного двигателя;
- МЕН-Subsystem 1 – модель многомассовой механической системы привода;
- Stick-Slip observer ID – модель наблюдателя Stick-Slip эффекта в асинхронном приводе.

Нижняя половина рисунка включает основные блоки привода постоянного тока:

- DCM-Subsystem – модель двигателя постоянного тока независимого возбуждения;
- МЕН-Subsystem 2 – модель многомассовой механической системы привода;
- Stick-Slip observer DCD – модель наблюдателя Stick-Slip эффекта в приводе постоянного тока (ID – в асинхронном приводе).

Модель двигателя постоянного независимого возбуждения (ДПТ НВ) в операторной форме имеет вид

$$\begin{aligned} u_f &= i_f R_f + s i_f \cdot L_f; \\ u_a &= i_a R_a + s i_a \cdot L_a + k \Phi \omega_m; \\ T_m &= k \Phi i_a. \end{aligned} \quad (1)$$

где u_f , i_f , u_a , i_a – напряжение и ток обмотки возбуждения и обмотки якоря; R_f , R_a и L_f , L_a – активные сопротивления и индуктивности обмотки якоря и обмотки возбуждения; ω_m – скорость двигателя; k – конструктивный коэффициент; T_m – момент двигателя; S – оператор.

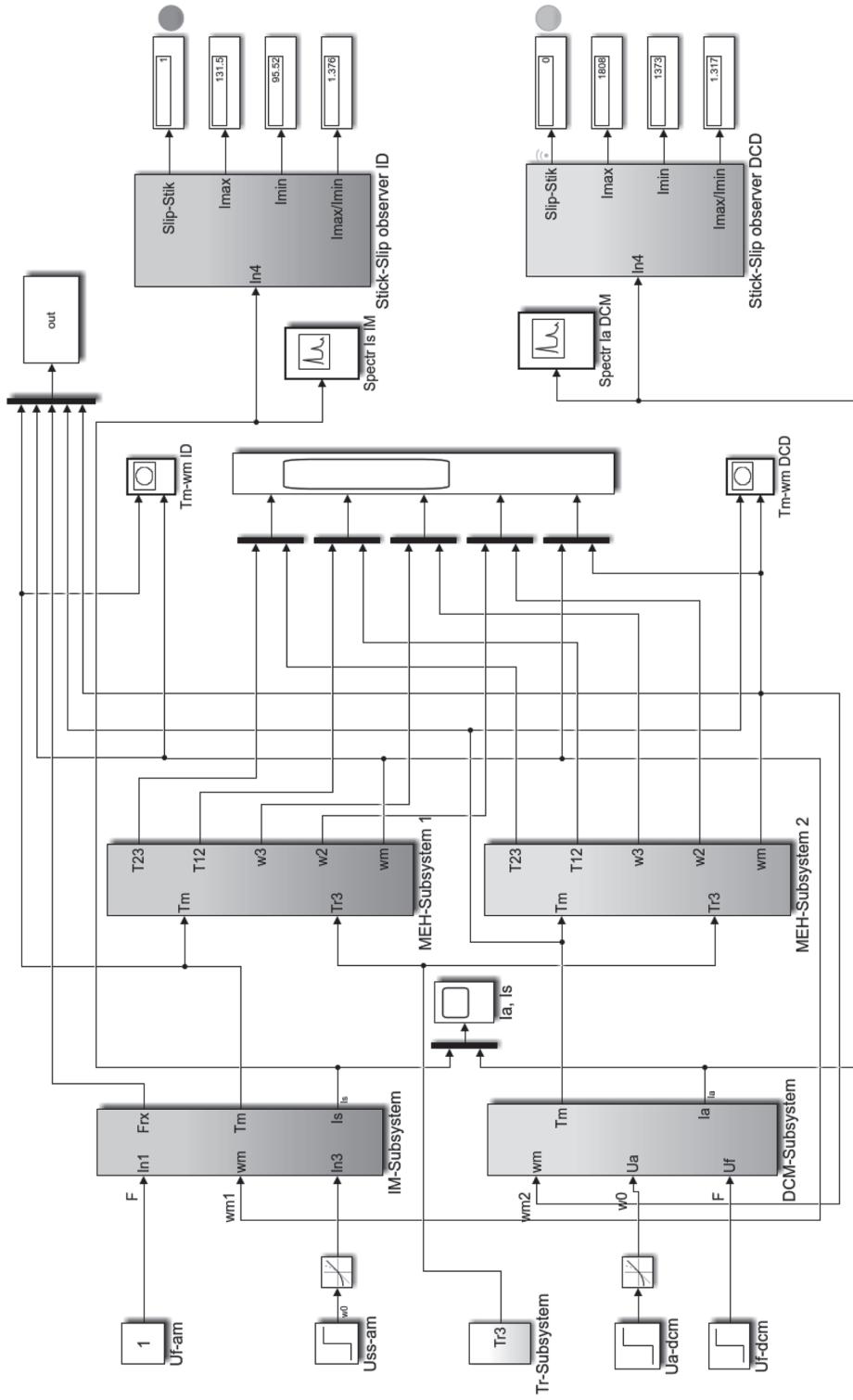


Рис. 2. Структурная схема модели
Fig. 2. Structure diagram of model

Структурная модель ДПТ НВ, соответствующая системе уравнений (1), приведена в работе [16]. Для привода постоянного тока ротора буровой установки использован двигатель мощностью 1000 кВт с номинальным напряжением и током якоря 800 В и 1340 А соответственно, напряжением обмотки возбуждения 220 В и номинальной частотой вращения, равной 1000 об/мин.

Эквивалентные сопротивления и индуктивности цепи якоря составили $R_a = 0,00848$ Ом и $L_a = 0,002$ Гн, сопротивление и индуктивность обмотки возбуждение — $R_f = 7,33$ Ом и $L_f = 29,1$ Гн. Значение конструктивного коэффициента $k = 72,2$.

Альтернативным вариантом привода ротора БУ является частотно-регулируемый привод переменного тока на базе асинхронного двигателя [17] номинальной мощностью 1000 кВт, номинальным напряжением 6 кВ, номинальным током 120 А, синхронная частота вращения $n_1 = 1000$ об/мин. Моделирование двигателя осуществлялось в координатах x, y , скорость вращения которых равна скорости вращения поля статора ($\omega_k = \omega_1$), с базовым вектором напряжения ($U_{Sx} = U_1, U_{Sy} = 0$) [19].

Математическая модель асинхронного двигателя представлена системой уравнений в операторном виде

$$\begin{aligned} U_1 &= r(1 + T_s' s) \cdot i_{Sx} - \omega_1 L_s i_{Sy} - \\ &\quad -(k_R / T_R) \cdot \psi_{Rx} - k_R p \omega_m \psi_{Ry}; \\ 0 &= r(1 + T_s' s) \cdot i_{Sy} + \omega_1 L_s i_{Sx} - \\ &\quad -(k_R / T_R) \cdot \psi_{Ry} + k_R p \omega_m \psi_{Rx}; \\ 0 &= -k_R \cdot R_s \cdot i_{Sx} + (1 / T_R + s) \cdot \psi_{Rx} - \quad (2) \\ &\quad -(\omega_1 - p \omega_m) \cdot \psi_{Ry}; \\ 0 &= -k_R \cdot R_s \cdot i_{Sy} + (1 / T_R + s) \cdot \psi_{Ry} + \\ &\quad +(\omega_1 - p \omega_m) \cdot \psi_{Rx}; \\ T_m &= 1,5 \cdot p \cdot (\psi_{Rx} \cdot i_{Sy} - \psi_{Ry} \cdot i_{Sx}), \end{aligned}$$

где синхронная скорость $\omega_1 = 104,7$ рад/с; число пар полюсов $p = 3$; ω_m — скорость вала двигателя; ψ_{Rx}, ψ_{Ry} — потокосцепления ротора по осям x, y ; ψ_{Sx}, ψ_{Sy} — потокосцепления статора по осям x, y ; i_{Rx}, i_{Ry} — токи ротора по осям x, y ; i_{Sx}, i_{Sy} — токи статора по осям x, y ; T_m — момент двигателя; s — оператор; R_s, R_s' — активные сопротивления ротора и статора; L_m, L_R, L_s — взаимная и собственные индуктивности ротора и статора; $T_R = L_R / R_s$ — постоянная времени ротора; $T_s' = L_s' / r$ — постоянная времени статора, где

$$r = R_s + k_R^2 \cdot R_s; \quad k_R = L_m / L_R; \quad - \\ L_s' = L_s - L_m^2 / L_R$$

параметры, входящие в состав формулы определения постоянной времени статора. Параметры, входящие в уравнения системы (2), составили $R_s = 0,183$ Ом; $r = 0,9708$ Ом; $k_R = 0,9772$; $L_s' = 0,0144$ Гн; $T_s' = 0,0147$ с; $T_R = 0,389$ с.

Структурная схема системы электропривода переменного тока, соответствующая блоку IM-Subsystem и представленная на рис. 3, включает асинхронный двигатель и систему векторного управления с регуляторами потокосцепления, тока статора и скорости. При параллельной форме записи выражения передаточной функции параметры ПИ-регулятора потокосцепления составили $P_\psi = 410$, $I_\psi = 1$. Параметры ПИ-регуляторов скорости и тока, как и для привода постоянного тока, настроены на технический оптимум [16] и составили $P_\omega = 66$, $I_\omega = 16,5$ для регулятора скорости и $P_i = 3$, $I_i = 1$ для регулятора тока.

Механическая часть приводов переменного (MEH-Subsystem 1) и постоянного тока (MEH-Subsystem 2) одинаковы и представлены в виде трехмассовой модели, определяемой системой уравнений (3). Схема учитывает моменты инерции масс $J_1 = 55$; $J_2 = 17$; $J_3 = 7$ кг·м²; коэффициенты жесткости частей колон-

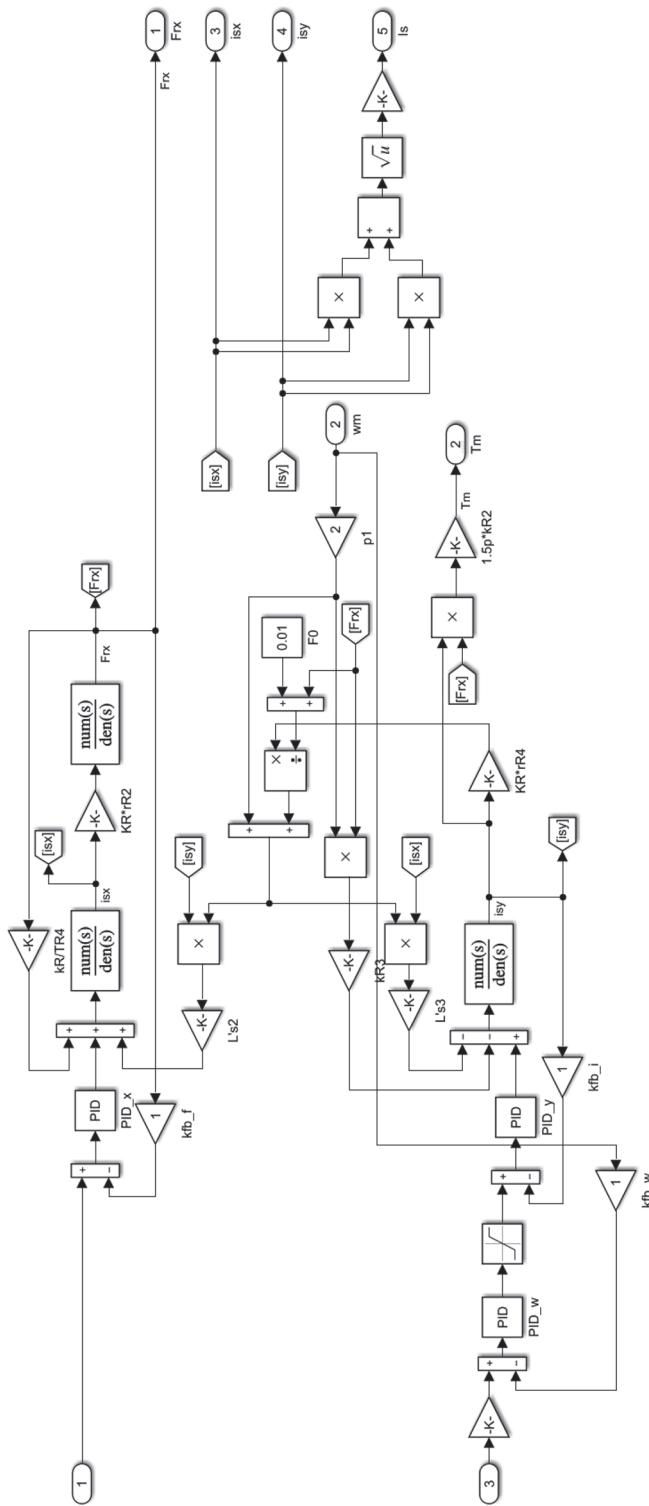


Рис. 3. Структурная схема подсистемы IM-Subsystem асинхронного двигателя
 Fig. 3. Structure diagram of IM-Subsystem of asynchronous motor

ны $c_{12} = 25$ и $c_{12} = 263$ Нм, а также коэффициенты вязкого трения частей колонны $\beta_{12} = \beta_{23} = 0,02$ Н·м·с. Все параметры механической системы приведены к скорости вращения двигателей.

$$\begin{aligned} T_m - T_{12} - T_{f12} - T_{A1} &= s\omega_1 \cdot J_1; \\ T_{12} + T_{f12} - T_{23} - T_{f23} - T_{c2} &= s\omega_2 \cdot J_2; \\ T_{23} + T_{f23} - T_{c3} &= s\omega_3 \cdot J_3; \\ T_{12} &= (A_{12}/s) \cdot (\omega_1 - \omega_2); \\ T_{f12} &= \beta_{12} (\omega_1 - \omega_2); \\ T_{23} &= (A_{23}/s) \cdot (\omega_2 - \omega_3); \\ T_{f23} &= \beta_{23} (\omega_2 - \omega_3); \end{aligned} \quad (3)$$

где ω_1 , ω_2 , ω_3 — скорость двигателя, колонны и долота; k — конструктивный коэффициент; T_m — момент двигателя; T_{c1} , T_{c2} , T_{c3} — моменты нагрузки; T_{12} , T_{23} и T_{f12} , T_{f23} — моменты упругости и вязкого трения; s — оператор.

Задание момента сопротивления на долоте T_{c3} осуществлялось с помощью подсистемы T_r — *Subsystem* в форме смещенного меандра. Значение амплитуды сопротивления на долоте определялось исходя из формулы [2, 16]

$$T_{c3} = 0,4 \cdot a \cdot d_b \cdot P \cdot \left(1 + \frac{7,25}{\omega_b + \delta_0} \right), \quad (4)$$

где P — осевая нагрузка на долото, Н; ω_b — скорость вращения долота, рад/с; a — эмпирический коэффициент; d_b — диаметр долота, м; δ_0 — поправка, рад/с.

При моделировании принято, что максимальная осевая нагрузка на долото может достигать $P = 200$ кН. Максимальная скорость вращения долота принята равной $\omega_b = 30$ рад/с (около 300 об/мин). Значение эмпирического коэффициента равно $a = 1$ для мягких пород и $a = 0,5$ — для твердых пород. Диаметр долота $d_b = 0,18$ м. Значение поправки — $\delta_0 = 1$ рад/с. Период колебаний нагрузки выбирался из диапазона до 3 с. Смещение меандра осуществлялось с помощью блока моделирования случайной величины — «белого шума», называемого «Uniform Random» программы Simulink с максимальным значением момента, равным 3 кН·м. Значения моментов сопротивления первой и второй массы определялись величиной момента трения в наземной части привода $T_{c1} = 60$ Н·м и колонны бурильных труб $T_{c2} = 400$ Н·м. Характер изменения момента на долоте, моделируемого блоком T_r — *Subsystem*, представлен на рис. 4, который соответствует обычной практике моделирования момента сопротивления на долоте [5, 8].

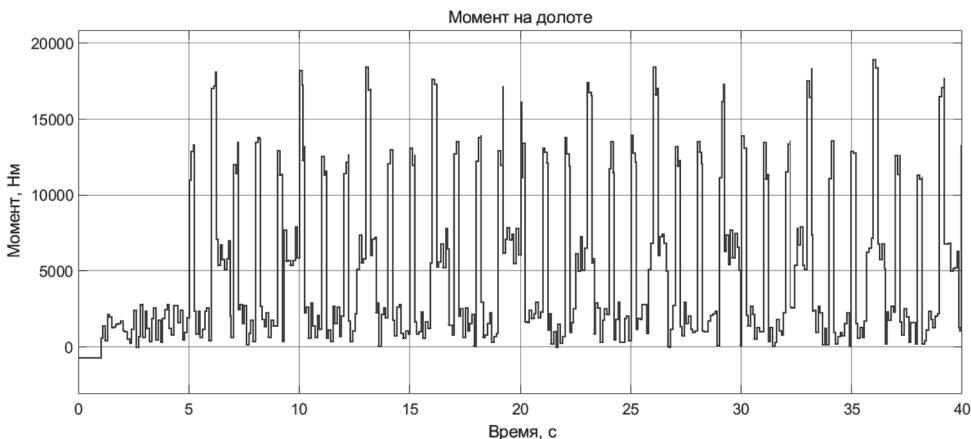


Рис. 4. Пример графика момента сопротивления долота

Fig. 4. Plot of drag torque of drill bit

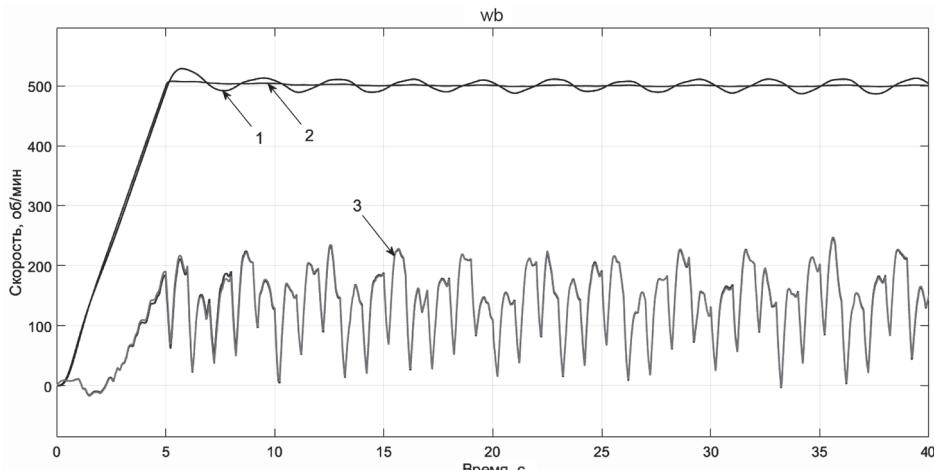


Рис. 5. Графики скорости в режиме Stick-Slip эффекта: 1 – скорость вращения асинхронного двигателя; 2 – скорость вращения двигателя постоянного тока; 3 – скорость вращения долота

Fig. 5. Velocity-time curves under stick-slip effect: 1 – rotary speed of asynchronous motor; 2 – rotary speed of DC drive; 3 – rotary speed of drill bit

Исследование переходных процессов

На основании разработанных моделей в среде MATLAB Simulink были выполнены исследования режимов вращения долота в системах с приводом постоянного тока и с асинхронным приводом.

Компьютерное моделирование, выполненное на базе разработанных моделей электропривода постоянного тока и асинхронного привода, подтвердило возможность появления автоколебаний колонны бурильных труб, сопровождаемых остановкой и обратным вращением долота при использовании обоих видов электропривода. Указанные явления наиболее вероятны при малых скоростях вращения долота, большой и изменяющейся нагрузке [2, 4, 20].

Графики изменения во времени скорости вала асинхронного двигателя и двигателя постоянного тока, а также скорости вращения долота в режиме Stick-Slip эффекта представлены на рис. 5.

Из рисунка видно, что при одинаковых исходных условиях скорость вращения

долота при использовании приводов постоянного и переменного тока практически одинакова. Графики скорости асинхронного двигателя и двигателя постоянного тока отличаются большими колебаниями скорости асинхронного двигателя, однако в обоих случаях размах колебаний скорости не превышает 5%. Более существенная колебательность асинхронных электромеханических систем по сравнению с электромеханическими системами постоянного тока подтверждена на годографах – зависимостях скорости двигателя постоянного тока и асинхронного двигателя от момента, представленных на рис. 6. Меньшая колебательность привода постоянного тока объясняется прямой зависимостью момента и тока якоря ДПТ НВ от нагрузки во всем диапазоне механической характеристики. Из рис. 6 видно, что в обеих системах электроприводов при неравномерном вращении долота существенно изменяются моменты двигателя.

Однако на практике измерение момента связано с известными трудностя-

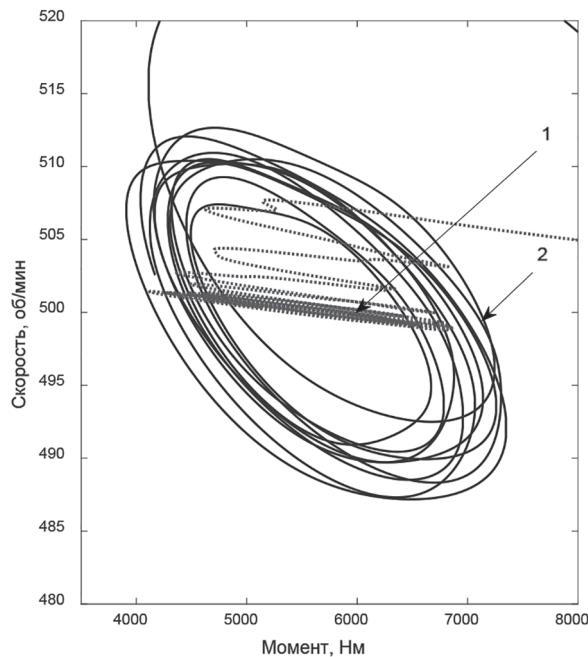


Рис. 6. Годограф скорости и момента: 1 — двигателя постоянного тока; 2 — асинхронного двигателя
 Fig. 6. Velocity and torque hodograph: 1—DC drive; 2—asynchronous motor

ми, поэтому использование момента в качестве параметра, контролирующего возникновение Stick-Slip эффекта средствами электропривода, проблематично. С моментом двигателя непосредственно связан ток статора — для асинхронного двигателя или ток якоря — для двигате-

ля постоянного тока. Графики изменения тока статора и тока якоря в условиях рассматриваемого режима представлены на рис. 7 и 8 соответственно.

Значения тока статора асинхронного двигателя и тока якоря двигателя постоянного тока легко измеряются и могут

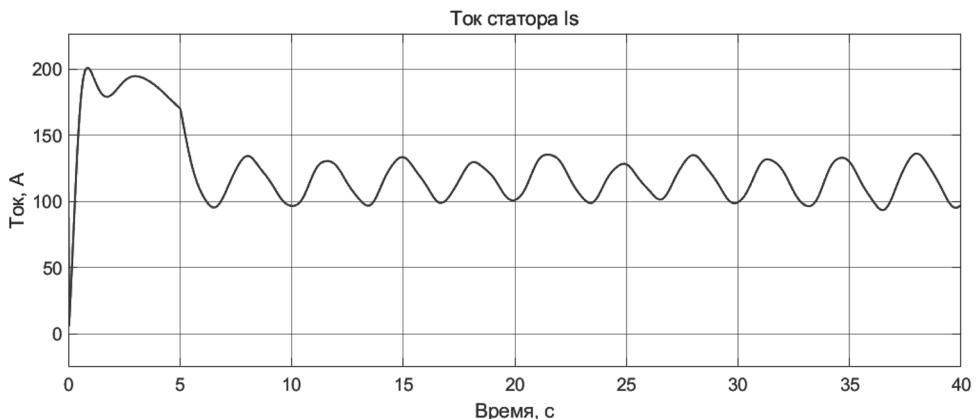


Рис. 7. График тока статора асинхронного двигателя в режиме Stick-Slip эффекта
 Fig. 7. Current chart of asynchronous motor stator in stick-slip

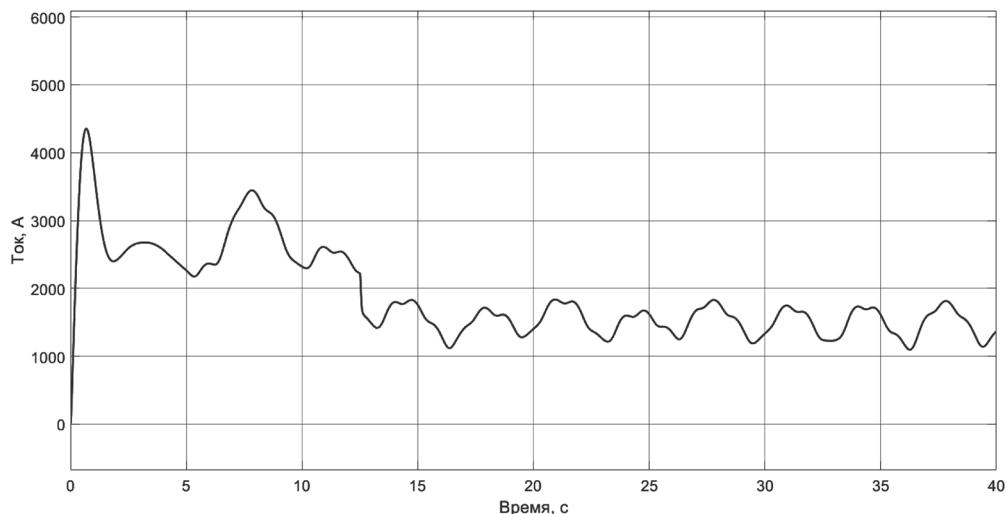


Рис. 8. График тока якоря двигателя постоянного тока в режиме Stick-Slip эффекта
Fig. 8. Current chart of DC drive armature in stick-slip mode

использоваться для выработки признаков возникновения Stick-Slip эффекта в процессе бурения. В результате многочисленных экспериментов на модели установлено, что Stick-Slip эффект, сопровождаемый остановкой долота или изменением направления его вращения, в системах с приводом переменного и постоянного тока ротора буровой установки возникает при выполнении следующих условий

$$\left(\max\{I_s\} \geq a \cdot I_{s,\text{ном}} \right) \wedge \left\{ \begin{array}{l} \left(\frac{\max\{I_s\}}{\min\{I_s\}} \geq b \right) \vee \\ \vee \left[\left(\frac{\max\{I_s\}}{\min\{I_s\}} \geq c \right) \wedge \left(\min\{I_s\} \geq d \cdot I_{s,\text{ном}} \right) \right] \end{array} \right\} \quad (5)$$

Здесь $\max\{I_s\}$ — максимальное значение тока статора от начала контроля до текущего времени (аналогично для тока якоря двигателя постоянного тока — $\max\{I_a\}$); $\min\{I_s\}$ — минимальное значение тока статора от начала контроля до текущего времени (аналогично для тока якоря двигателя постоянного тока — $\min\{I_a\}$); номинальный ток статора асинхронного двигателя (аналогично

для двигателя постоянного тока — $I_{a,\text{ном}}$ — номинальный ток якоря); \wedge и \vee — обозначение логических операций «И» и «ИЛИ» соответственно. Значения коэффициентов при использовании асинхронного привода ротора равны $a = 1,05$; $b = 1,65$; $c = 1,2$; $d = 0,8$. Для привода постоянного тока в выражении (5) значения тока статора I_s необходимо заменить на значения тока якоря I_a . Значения коэффициентов для привода постоянного тока будут равны $a = 1,05$; $b = 1,85$; $c = 1,4$; $d = 0,8$.

Выражение (5) показывает, что Stick-Slip эффект возникает, если максимальное действующее значение тока статора (якоря) превышает номинальное значение и соотношение максимального и минимального значений при колебаниях тока больше значения b , а также при значениях минимального тока больше d , если отношение максимального и минимального тока больше значения c . Для других условий бурения и других параметров приводов значения коэффициентов может изменяться при сохранении общего вида критерия возникновения Stick-Slip эффекта.

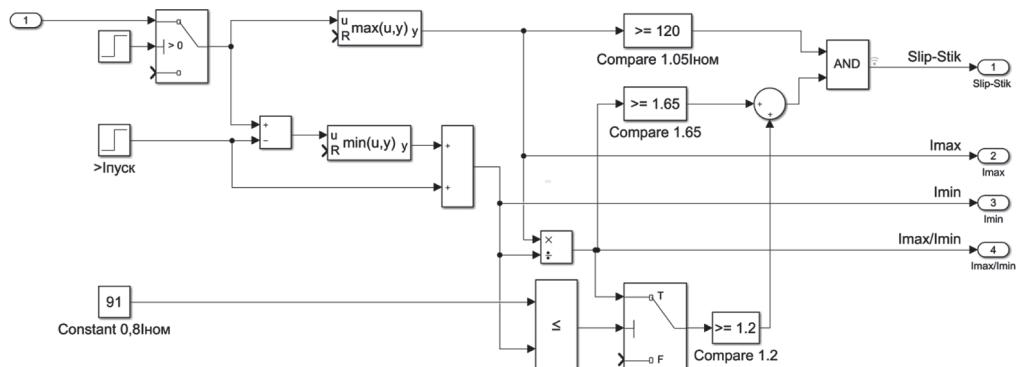


Рис. 9. Структурная схема подсистемы Stick-Slip Observer

Fig. 9. Structure diagram of Stick-Slip Observer subsystem

На рис. 9 представлена структурная схема, реализующая критерий (5) в среде Simulink, выполняющая функцию наблюдателя возникновения Stick-Slip эффекта по результатам контроля тока статора (якоря) двигателя.

Запуск алгоритма предупреждения о возникновении Stick-Slip эффекта осуществляется по окончании пусковых режимов электроприводов (через 15 с от начала процесса моделирования).

Как показали исследования, введение в систему привода регуляторов скорости вала двигателя и скорости тока способствует хорошему сглаживанию скорости двигателя, но мало влияет на колебательные процессы колонны бурильных труб и долота. Наиболее эффективными способами управления буровым инструментом (колонной бурильных труб с долотом), позволяющими избавиться от автоколебаний бурового инструмента, является увеличение скорости вращения долота и уменьшение нагрузки на долото, исходя из чего было бы полезно совместить управление приводом ротора с управлением приводом системы регулирования подачи долота, при этом роль датчика возникновения Stick-Slip эффекта может исполнять предложенный наблюдатель.

Выводы

На основании выполненных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Компьютерное моделирование, выполненное на базе разработанных моделей электропривода постоянного тока и асинхронного привода, подтвердило возможность появления автоколебаний колонны бурильных труб, сопровождаемых остановкой и обратным вращением долота. Указанные явления наиболее вероятны при малых скоростях вращения долота и большой нагрузке на долото.

2. Установлено, что значения тока статора асинхронного двигателя и тока якоря двигателя постоянного тока могут использоваться для выработки признаков возникновения Stick-Slip эффекта в процессе бурения. Предложен основанный на оценке колебаний тока двигателя критерий и структурная схема наблюдателя возникновения Stick-Slip эффекта при роторном бурении скважин с приводом переменного и постоянного тока ротора буровой установки.

3. Типовые системы подчиненного регулирования скорости и тока (момента) способствуют сглаживанию динамических электромеханических процессов двигателя, но они менее эффективны в

борьбе с автоколебаниями колонны в силу большой инерционности и деформации колонны бурильных труб. Можно повысить эффективность традиционных способов снижения автоколебаний ко-

лонны за счет повышения скорости вращения и нагрузки долота, объединив функциональные возможности электропривода ротора и электропривода подачи долота.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Cunningham R. A. Analysis of downhole measurements of drill string forces and motions // Journal of Engineering for Industry. 1968, vol. 90, no. 2, pp. 208 – 216. DOI: 10.1115/1.3604616.
2. Симонов Н. Г., Юнин Е. К. Влияние колебательных процессов на работу бурильного инструмента. – М.: Недра, 1977. – 217 с.
3. Руководство по эксплуатации PDC долот для полевых инженеров. Компания BP. URL: <http://drillpoint.ru/uploads/files/Rukovodstvo%20po%20ekspluatacii%20PDC%20dolot%20dlya%20polevyh%20inzhenerov.pdf> (дата обращения: 25.11.2020).
4. Балицкий В. П., Зайков Д. Л. Анализ крутильных колебаний бурильной колонны – stick-slip эффекта его влияния на процесс бурения // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2015. – № 4. – С. 2 – 8.
5. Peng Wang Stick-slip vibration motion simulation of depth well drilling // Metallurgical and Mining Industry. 2015, no. 7, pp. 201–206.
6. Besselink B., Vromen T., Kremers N., van de Wouw N. Analysis and control of stick-slip oscillations in drilling systems // IEEE Transactions. Control Systems Technology. 2016, vol. 24, no. 5, pp. 1582 – 1593.
7. Aarsnes U. J., Van de Wouw N. Dynamics of a distributed drill string system: characteristic parameters and stability maps // Journal of Sound and Vibration. 2018, vol. 417, no. 37, pp. 376 – 412. DOI: 16/j.jsv.2017.12.002.
8. Tang L., Zhu X., Qian X., Shi C. Effects of weight on bit on torsional stick-slip vibration of oil well drill string // Journal of Mechanical Science and Technology. 2017, vol. 31, no. 10, pp. 4589–4597.
9. Yang Liu, Wei Lin, Joseph Páez Chávez, Rulston De Sa Torsional stick-slip vibrations and multistability in drill-strings // Applied Mathematical Modelling. 2019, vol. 76, pp. 545 – 546.
10. Ritto T. G., Ghandchi-Tehrani M. Active control of stick-slip torsional vibrations in drill-strings // Journal of Vibration and Control. 2018, vol. 25, no. 1. DOI: 10.1177/1077546318774240.
11. Liping Tang, Xiaohua Zhu Effects of drill string length on stick-slip oscillation of the oilwell drill string // Iranian Journal of Science and Technology. Transactions of Mechanical Engineering. 2019. January, pp. 2 – 11. DOI: 10.1007/s40997-019-00279-y.
12. Букреев С. В. Исследование закономерностей влияния вентильно-индукторного электропривода на переходные процессы в колонне бурильных труб при геологоразведочном бурении // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2017. – № 10. – С. 219 – 225. DOI: 10.25018/0236-1493-2017-10-0-219-225.
13. Saldivar B., Mondie S., Avila Vilchis J. C. The control of drilling vibrations. A coupled PDE-ODE modeling approach // International Journal of Applied Mathematics and Computer Science. 2016, vol. 26, no. 2, pp. 335 – 349.
14. Monteiro H. L. S., Trindade M. A. Performance analysis of proportional-integral feedback control for the reduction of stick-slip-induced torsional vibrations in oil well drillstrings // Journal Sound and Vibration. 2017, vol. 398, pp. 28 – 38.
15. Wei Lin, Joseph Paez Chavez, Yang Liu, Yingxin Yang, Yuchun Kuang Stick-slip suppression and speed tuning for a drill-string system via proportional-derivative control // Applied Mathematical Modelling. 2020, vol. 82, pp. 2 – 19.

16. Ершов М. С., Балицкий В. П., Мелик-Шахназарова И. А. Исследование работы привода постоянного тока ротора буровой установки в режиме неустойчивого вращения долота // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2020. – № 11. – С. 166–179. DOI: 10.25018/0236-1493-2020-11-0-166-179.
17. Abramov B. I., Parfenov B. M., Kozhakov O. I., Shalagin M. A., Kolesnikov I. V. Modern DC electric drive for drilling rigs // Russian Electrical Engineering. 2009, vol. 80, no. 1, pp. 1–5.
18. Melkebeek J. A. Electrical machines and drives. Fundamentals and advanced modelling/power systems. Springer International Publishing AG, 2018. 740 p.
19. Герман-Галкин С. Г. Matlab & Simulink. Проектирование мехатронных систем на ПК. – СПб.: Изд-во «Корона. Век», 2017. – 368 р.
20. Hoang L. Modelling and simulation of electrical drives using MATLAB / Simulink and Power System Blockset// IECON'01. 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. 2001, vol. 3, pp. 1603 – 1611. ГИАБ

REFERENCES

1. Cunningham R. A. Analysis of downhole measurements of drill string forces and motions. *Journal of Engineering for Industry*. 1968, vol. 90, no. 2, pp. 208 – 216. DOI: 10.1115/1.3604616.
2. Simonov N. G., Yunin E. K. *Vliyanie kolebatel'nykh protsessov na rabotu buril'nogo instrumenta* [Effect of oscillatory processes on operation of drilling equipment], Moscow, Nedra, 1977, 217 p.
3. *Rukovodstvo po ekspluatatsii PDC dolot dlya polevykh inzhenerov*. Kompaniya BP, available at: <http://drillpoint.ru/uploads/files/Rukovodstvo%20po%20ekspluatacii%20PDC%20dolot%20dlya%20polevyh%20inzhenerov.pdf> (accessed 25.11.2020). [In Russ].
4. Balitskiy V. P., Zaykov D. L. Analysis of torsion oscillation of drill string – The stick-slip effect and its impact on drilling. *Bulletin of the Association of drilling contractors*. 2015, no. 4, pp. 2 – 8. [In Russ].
5. Peng Wang Stick-slip vibration motion simulation of depth well drilling. *Metallurgical and Mining Industry*. 2015, no. 7, pp. 201–206.
6. Besselink B., Vromen T., Kremers N., van de Wouw N. Analysis and control of stick-slip oscillations in drilling systems. *IEEE Transactions. Control Systems Technology*. 2016, vol. 24, no. 5, pp. 1582 – 1593.
7. Aarsnes U. J., Van de Wouw N. Dynamics of a distributed drill string system: characteristic parameters and stability maps. *Journal of Sound and Vibration*. 2018, vol. 417, no. 37, pp. 376 – 412. DOI: 10.1016/j.jsv.2017.12.002.
8. Tang L., Zhu X., Qian X., Shi C. Effects of weight on bit on torsional stick-slip vibration of oil well drill string. *Journal of Mechanical Science and Technology*. 2017, vol. 31, no. 10, pp. 4589–4597.
9. Yang Liu, Wei Lin, Joseph Páez Chávez, Rulston De Sa Torsional stick-slip vibrations and multistability in drill-strings. *Applied Mathematical Modelling*. 2019, vol. 76, pp. 545 – 546.
10. Ritto T. G., Ghandchi-Tehrani M. Active control of stick-slip torsional vibrations in drill-strings. *Journal of Vibration and Control*. 2018, vol. 25, no. 1. DOI: 10.1177/1077546318774240.
11. Liping Tang, Xiaohua Zhu Effects of drill string length on stick-slip oscillation of the oilwell drill string. *Iranian Journal of Science and Technology. Transactions of Mechanical Engineering*. 2019. January, pp. 2 – 11. DOI: 10.1007/s40997-019-00279-y.
12. Bukreev S. V. Effects of valve-and-induction motor drives on transient processes in exploration drilling string. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2017, no. 10, pp. 219 – 225. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236-1493-2017-10-0-219-225.
13. Saldivar B., Mondie S., Avila Vilchis J. C. The control of drilling vibrations. A coupled PDE-ODE modeling approach. *International Journal of Applied Mathematics and Computer Science*. 2016, vol. 26, no. 2, pp. 335 – 349.

14. Monteiro H. L. S., Trindade M. A. Performance analysis of proportional-integral feedback control for the reduction of stick-slip-induced torsional vibrations in oil well drillstrings. *Journal Sound and Vibration*. 2017, vol. 398, pp. 28–38.
15. Wei Lin, Joseph Paez Chavez, Yang Liu, Yingxin Yang, Yuchun Kuang Stick-slip suppression and speed tuning for a drill-string system via proportional-derivative control. *Applied Mathematical Modelling*. 2020, vol. 82, pp. 2–19.
16. Ershov M.S., Balitsky V.P., Melik-Shahhnazarova I.A. Rotary table DC drive operation under conditions of unstable rotation of drill bit. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2020, no. 11, pp. 166 – 179. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236-1493-2020-11-0-166-179.
17. Abramov B. I., Parfenov B. M., Kozhakov O. I., Shalagin M. A., Kolesnikov I. V. Modern DC electric drive for drilling rigs. *Russian Electrical Engineering*. 2009, vol. 80, no. 1, pp. 1–5.
18. Melkebeek J. A. *Electrical machines and drives. Fundamentals and advanced modelling/power systems*. Springer International Publishing AG, 2018. 740 p.
19. German-Galkin S. G. *Matlab & Simulink. Proektirovanie mekhanotronnykh sistem na PK* [Computer-aided design of mechatronic systems], Saint-Petersburg, Izd-vo «Korona. Vek», 2017, 368 p.
20. Hoang L. Modelling and simulation of electrical drives using MATLAB / Simulink and Power System Blockset. *IECON'01. 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. 2001, vol. 3, pp. 1603 – 1611.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Ершов Михаил Сергеевич¹ – д-р техн. наук, профессор,
 e-mail: msershov@yandex.ru,
Комков Александр Николаевич¹ – канд. техн. наук, доцент,
 e-mail: komkov.a@gubkin.ru,
Феоктистов Евгений Алексеевич – студент,
 e-mail: Eugene.Feoktistov@yandex.ru,
 Московский физико-технический институт,
 Национальный исследовательский университет,
¹ Российский государственный университет
 нефти и газа имени И.М. Губкина,
 Национальный исследовательский университет.
Для контактов: Ершов М.С., e-mail: msershov@yandex.ru.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

M.S. Ershov¹, Dr. Sci. (Eng.), Professor,
 e-mail: msershov@yandex.ru,
A.N. Komkov¹, Cand. Sci. (Eng.), Assistant Professor,
 e-mail: komkov.a@gubkin.ru,
E.A. Feoktistov, Student,
 e-mail: Eugene.Feoktistov@yandex.ru,
 Moscow Institute of Physics and Technology
 (National Research University),
¹ Gubkin Russian State University of Oil and Gas
 (National Research University), 119991, Moscow, Russia.
Corresponding author: M.S. Ershov, e-mail: msershov@yandex.ru.

Получена редакцией 07.11.2020; получена после рецензии 16.11.2020; принятая к печати 10.05.2021.
 Received by the editors 07.11.2020; received after the review 16.11.2020; accepted for printing 10.05.2021.