

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ПРИВОДА ПОСТОЯННОГО ТОКА РОТОРА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ В РЕЖИМЕ НЕУСТОЙЧИВОГО ВРАЩЕНИЯ ДОЛОТА

М.С. Ершов¹, В.П. Балицкий¹, И.А. Мелик-Шахназарова¹

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

Аннотация: Рассмотрены вопросы работы привода постоянного тока системы «Тиристорный преобразователь двигатель» (ТП-Д) вращения колонны бурильных труб (КБТ) в условиях возникновения автоколебаний и неустойчивого вращения долота, сопровождаемого его остановкой – заклиниванием и последующим проскальзыванием, именуемого Stick-Slip эффектом. Особенно остро проблема неравномерного вращения долота встала в связи с появлением долот PDC (Poly Diamond Carbonic) режущего-истирающего типа, получивших широкое применение в бурении. Данный тип долот с одной стороны способствует возникновению Stick-Slip эффекта, а с другой является наиболее чувствительным к его проявлению, приводя к преждевременному разрушению долота. За прошедшие с начала применения PDC долот десятилетия разработаны различные способы борьбы с неравномерным вращением долота, реализованные в технологии бурения, но до настоящего времени проблема остается актуальной и ее решению посвящено большое число исследований. Проведено исследование возможности решения проблемы средствами автоматизированного электропривода постоянного тока. Разработана и реализована в среде MATLAB трехмассовая модель электропривода ротора буровой установки системы ТП-Д, учитывающая деформацию, упругие колебания и диссипацию энергии в КБТ с системой подчиненного регулирования двигателя по каналу якоря, а также по каналу возбуждения. Выполнено компьютерное моделирование системы, позволившее подтвердить и исследовать характерные режимы управления автоколебаниями и неравномерным вращением долота, сопровождаемого Stick-Slip эффектом, намечены пути совершенствования системы управления электроприводом ротора буровой установки.

Ключевые слова: электропривод, ротор буровой установки, режимы вращения долота, автоколебания колонны, Stick-Slip эффект, система автоматизированного управления, компьютерное моделирование.

Для цитирования: 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.

Rotary table DC drive operation under conditions of unstable rotation of drill bit

M.S. Ershov¹, V.P. Balitsky¹, I.A. Melik-Shakhnazarova¹

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

Abstract: The article analyzes operation of DC drive in the thyristor converter–drive system (TC–D) of drill string under conditions of self-oscillations and unstable rotation of drill bit, with jamming, arrest and subsequent stick–slip. The problem of nonsteady rotation has become the most acute with arrival of cutting/grinding type PDC bits currently common in drilling. This type bits contribute to stick–slip, on the one hand, and, at the same time, are the most susceptible to this effect, which results in premature failure of the tool. For the years passed since PDC bit came into use, various methods to overcome unstable rotation of drill bits have been developed and implemented in drilling, but the problem yet remains unsolved and is being amply investigated. This article considers the problem solvability using an automatic DC drive. A three-mass model of rotary table DC drive in TC–D system has been developed and implemented in MatLab. The model takes into account deformation, elastic vibrations and energy dissipation in drill string with slave drive control via the drill anchor channel and actuation channel. The computer-aided modeling allowed testing and proving the typical modes of control over self-oscillations and unstable rotation of drill bit with stick–slip effect. The ways of improving the rotary table DC drive control are identified.

Key words: DC drive, rotary table, bit rotation modes, drill string self-oscillations, stick–slip effect, automatic control system, computer-aided modeling.

For citation: Ershov M. S., Balitsky V. P., Melik-Shakhnazarova I. A. Rotary table DC drive operation under conditions of unstable rotation of drill bit. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2020;(11):166-179. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236-1493-2020-11-0-166-179.

Введение

Проблема неустойчивого вращения долота, сопровождаемого его остановкой — заклиниванием и последующим проскальзыванием, процесса, именуемого в англоязычной литературе Stick-Slip эффектом, известна достаточно давно. На кратковременных периодах процесса бурения Stick-Slip эффект может вызывать обратное вращение долота. Первые исследования данного эффекта осуществлены более сорока лет тому назад [1–2]. Такие исследования продолжают оставаться актуальными и сегодня [3–19], поскольку они считаются одной из главных причин вибраций, автоколебаний и резонансных явлений колонны бурильных труб, приводящих

к сокращению срока службы долота [8–12], особенно PDC (Poly Diamond Carbonic) долот, резцы которых при обратном вращении могут быть повреждены за несколько секунд [2]. Начало поиска путей исключения или уменьшения влияния автоколебаний на процессы бурения практически совпадает с моментом появления PDC долот и продолжается в настоящее время.

Возникновение, проявление и последствия Stick-Slip эффекта

Возникновение Stick-Slip эффекта обусловлено процессами, возникающими во вращающейся колонне бурильных труб, которая является системой с распределенными параметрами, под-

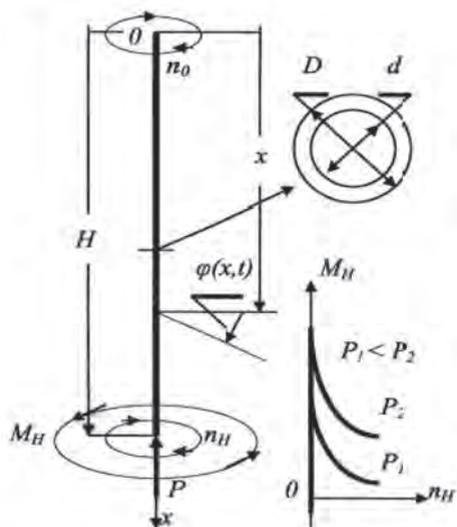


Рис. 1. Схема закручивания колонны и характер зависимости момента сопротивления долота M_H от осевой нагрузки P и скорости вращения долота n_H ; D, d – внешний и внутренний диаметр трубы; n_0, n_H – частота вращения верха и низа КБТ; P_1, P_2 – нагрузка на долота в 1 и 2 опыте
 Fig. 1. Drill string winding scheme and relationship of antitorque moment M_H , load P and speed n of drill bit: D, d – outside and inside diameters of pipe, respectively; n_0 and n_H – speeds at the top and bottom of drill string; P_1, P_2 – bit loads in tests 1 and 2, respectively

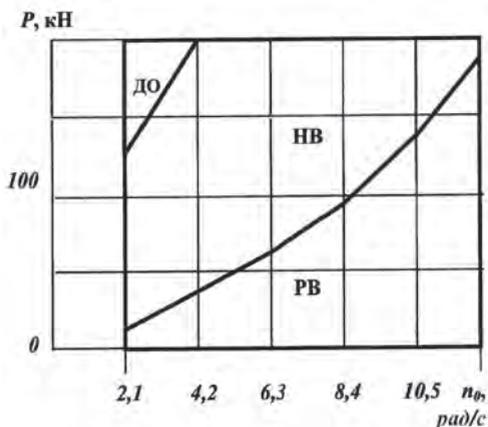


Рис. 2. Зоны динамических режимов вращения долота: РВ – равномерное вращение; НВ – неравномерное вращение; ДО – вращение долота с длительными остановками (длина колонны $H = 2000$ м)
 Fig. 2. Dynamic rotation zones of drill bit: UR – uniform rotation; USR – unstable rotation; SD – rotation with long shutdown periods (drill string length $H = 2000$ m)

лежащей деформации. Под действием момента ротора, приложенного к веру колонны, и момента сопротивления на долоте колонна закручивается на угол φ , как это показано на рис. 1. Этот угол может быть весьма существенным, так для колонны труб диаметром 141 мм, длиной 1000 м предельный угол закручивания, ограниченный прочностью труб, не должен превышать 40 рад (больше 6 оборотов), а для колонн того же диаметра при длине 4000 м предельный угол не должен превышать 272 рад (больше 43 оборотов). Если угол φ постоянен, то вращение долота будет равномерным (режим РВ). Если угол φ в процессе бурения меняется (появляются крутильные колебания), то вращение будет неравномерным с возможными кратковременными остановками долота (режим НВ). Возможен режим с длительными (десятки секунд) остановками долота (режим ДО). Возникновение неравномерного режима, сопровождающегося остановками, зависит от ряда условий и факторов и, в первую очередь, от момента сопротивления на долоте. Одно из возможных выражений для момента сопротивления долота имеет вид [8]

$$M_H = 0,4 \cdot a \cdot d_d \cdot P \cdot \left(1 + \frac{7,25}{n_d + \delta_0} \right), \quad (1)$$

где P – осевая нагрузка на долото, Н; n_d – скорость вращения долота, рад/с; a – эмпирический коэффициент; d_d – диаметр долота, м; δ_0 – поправка

Характер зависимости момента сопротивления долота от основных параметров (осевой нагрузки P и скорости вращения долота n_H) отображен на рис. 1, а зоны режимов в координатах основных параметров на рис. 2 [8].

В равномерном режиме вращения резы долота РДС срезают с забоя скважины слой породы практически одинаковой толщины. При крутильных ко-

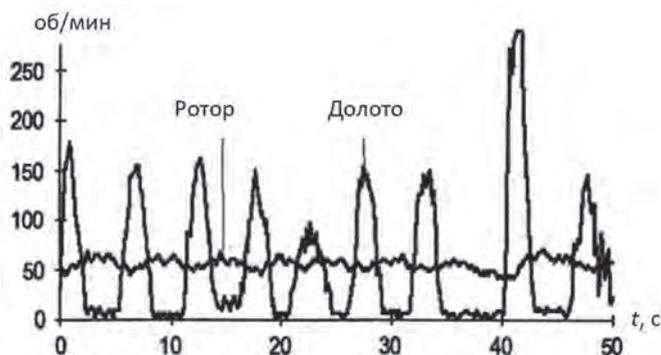


Рис. 3. Графики скоростей долота на забое и ротора на поверхности в режиме НВ
 Fig. 3. Speed curves for drill bit at bottom hole and for rotary table above ground in USR mode

лебаниях режим вращения долота становится неравномерным, на периодах замедления вращения долота его резцы успевают более глубоко погрузиться в породу, что увеличивает толщину стружки породы, а следовательно увеличивает и момент сопротивления, оказываемый породой на резцы долота, под действием которого долото останавливается, временно заклинивается. По мере вращения верха и закручивания колонны движущий момент на долоте растет, в какой-то момент времени долото срывается и начинает ускоренно вращаться, скользя по поверхности забоя. Деформация кручения КБТ проходит через положение статического равновесия, и в ней растет упругий момент, направленный против вращения колонны, скорость вращения КБТ уменьшается, и долото вновь нач-

нет погружаться в породу до очередного заклинивания долота. Для описанного выше типичного процесса крутильных колебаний на рис. 3 представлены кривые скорости долота на забое и скорости вращения стола ротора буровой установки на поверхности [8].

В процессе обратного вращения низа колонны под действием сил и накопленной энергии деформации скорость долота может принимать не только нулевые, но и отрицательные значения. Такое явление представляет опасность для долота, поскольку его резцы установлены так, чтобы они были направлены навстречу породе при вращении долота по часовой стрелке, при обратном вращении может происходить скол или выдергивание резцов из гнезд [6]. При кратковременном обратном вращении

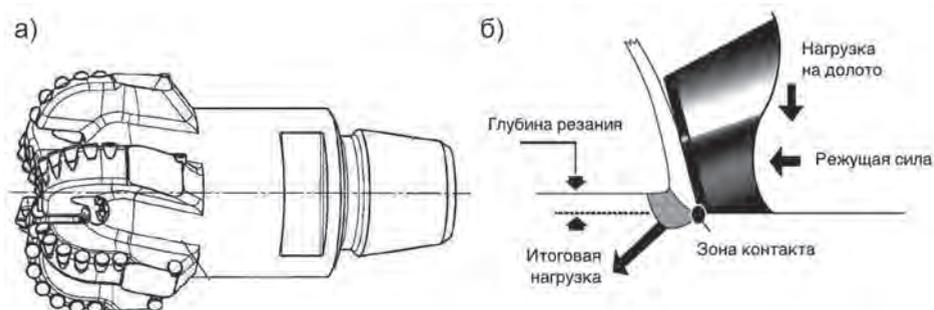


Рис. 4. Конструкция PDC долота (а) и распределение режущих сил на резце долота (б)
 Fig. 4. (a) PDC bit design and (b) cutting force distribution on pick

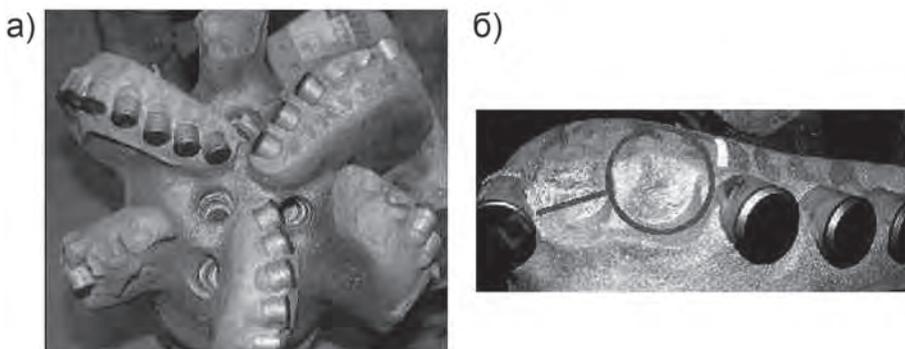


Рис. 5. Износ долота при Stick-Slip эффекте (а), скол и потеря резцов (б)
 Fig. 5. (a) Bit wear in stick-slip and (b) loss of picks

передняя (атакующая) сторона резцов разрушается чрезвычайно быстро, что видно на рис. 4 и продемонстрировано на фотографии на рис. 5.

Если не принимать специальные меры, то режим крутильных колебаний с неравномерным вращением долота может превалировать в процессе бурения, что отражено на примере бурения одной из скважин, пробуренных в Юго-Восточной Азии [6], и продемонстрировано на диаграмме рис. 6.

Крутильные колебания бурильной колонны могут быть обнаружены по периодическим колебаниям поверхностного вращающего момента. Частота «Stick-Slip» вибрации составляет менее 1 Гц. Так, для примера, продемонстрированного на рис. 6, частота вибраций составила около 0,32 Гц (период колебаний примерно равен 3 с). Колебания также могут быть обнаружены и непосредственно с помощью датчика, установленного на корпусе долота. Следствием этих колебаний нередко является отсутствие приема сигнала с телесистем MWD и LWD, что, в свою очередь, лишает информации о текущем состоянии колонны.

венно с помощью датчика, установленного на корпусе долота. Следствием этих колебаний нередко является отсутствие приема сигнала с телесистем MWD и LWD, что, в свою очередь, лишает информации о текущем состоянии колонны.

Задача исследования

Известны различные технологические средства борьбы с крутильными колебаниями бурового инструмента [6–12]. В данной работе сделана попытка оценить возможности борьбы с крутильными колебаниями средствами электропривода ротора буровой установки на основе результатов моделирования электропривода.

Для исследований выбран привод ротора буровой установки системы «Тиристорный преобразователь – двигатель» (ТП-Д) на базе двигателя посто-

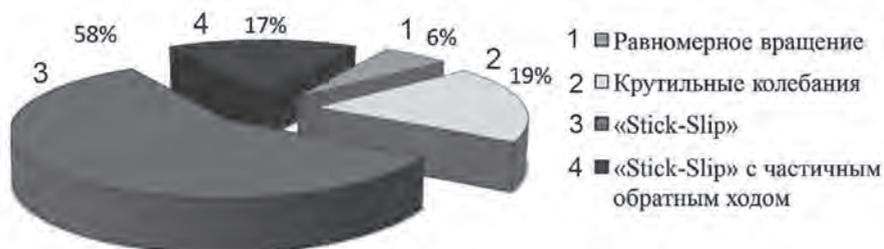


Рис. 6. Диаграмма режимов процесса бурения скважины
 Fig. 6. Diagram of borehole drilling modes

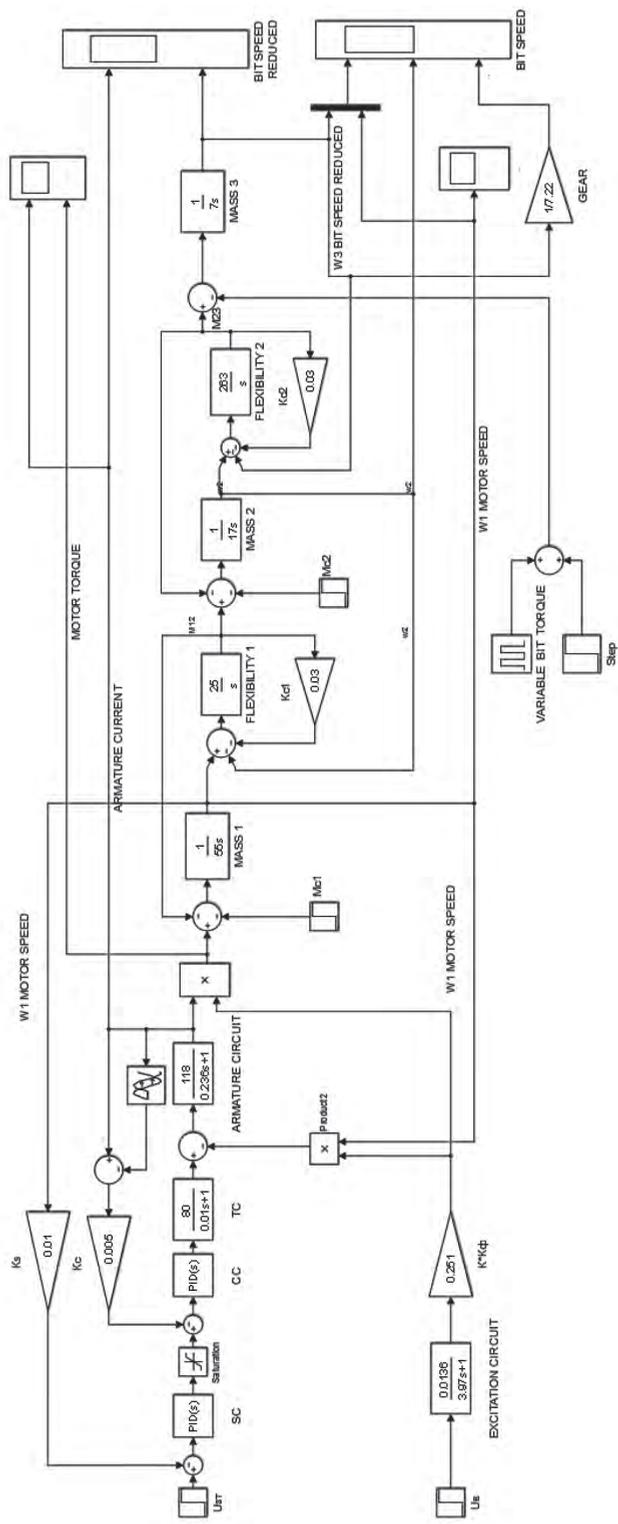


Рис. 7. Структурная схема модели регулируемого привода постоянного тока системы ТП-Д ротора буровой установки
 Fig. 7. Structure diagram of adjustable DC drive model for TC-D system of rotary table

янного тока, использована типовая схема двухзонного регулирования скорости вращения двигателя [13].

Моделирование системы электропривода бурового ротора

Исследования осуществлялись на основании моделей, разработанных в среде MATLAB Simulink [14–19]. Структурная схема модели электропривода приведена на рис. 7.

Схема включает модель двигателя, модель механической части привода, систему автоматического регулирования привода. Параметры модели рассчитывались исходя из типовых данных буровой установки БУ-5000-320ЭР, оборудованной ротором Р-700.

В приводе применен двигатель постоянного тока типа 4ПС-450-1000 с независимым возбуждением, его основные номинальные параметры, используемые при моделировании, составляют:

- мощность — 1000 кВт;
- номинальное напряжение якоря — 800 В;
- номинальный ток якоря — 1340 А;
- номинальная частота вращения — 1000 об/мин;
- номинальный момент — 9460 Н · м;
- момент инерции — 41 кг · м²;
- номинальный ток возбуждения — 30 А;
- номинальное напряжение возбуждения — 220 В;
- номинальный поток — 0,104 Вб.

Электрические параметры двигателя, используемые в модели (2), составили: суммарное сопротивление и индуктивность цепи якоря; сопротивление и индуктивность обмотки возбуждения. Значение конструктивного коэффициента равно $k = 72,2$.

Математическая модель электромеханических процессов силовой части привода, включая двигатель и трехмассовую механическую часть, имеет вид:

$$u_B = i_B R_B + L_B \frac{di_B}{dt};$$

$$u_{\gamma} = i_{\gamma} R_{\gamma} + L_{\gamma} \frac{di_{\gamma}}{dt} + k\Phi\omega;$$

$$M = k\Phi i_{\gamma};$$

$$M - M_{12} - M_{BT12} - M_{c1} = J_1 \frac{d\omega_1}{dt};$$

$$M_{12} + M_{BT12} - M_{23} - M_{BT23} - M_{c2} = J_2 \frac{d\omega_2}{dt};$$

$$M_{23} + M_{BT23} - M_{c3} = J_3 \frac{d\omega_3}{dt};$$

$$\frac{dM_{12}}{dt} = c_{12} (\omega_1 - \omega_2); \quad (2)$$

$$\frac{dM_{23}}{dt} = c_{23} (\omega_2 - \omega_3);$$

$$M_{BT12} = \beta_{12} (\omega_1 - \omega_2);$$

$$M_{BT23} = \beta_{23} (\omega_2 - \omega_3).$$

где $u_B, i_B, u_{\gamma}, i_{\gamma}$ — напряжение и ток обмотки возбуждения и обмотки якоря; $R_B, L_B, R_{\gamma}, L_{\gamma}$ — активное сопротивление и индуктивность обмотки возбуждения и обмотки якоря; $\omega_1, \omega_2, \omega_3$ — скорость двигателя, колонны и долота; k — конструктивный коэффициент; M — момент двигателя; M_{c1}, M_{c2}, M_{c3} — моменты нагрузки; M_{12}, M_{23} и M_{BT12}, M_{BT23} — моменты упругие и вязкого трения; c_{12}, c_{23} и β_{12}, β_{23} — коэффициенты жесткости и коэффициенты вязкого трения упругих связей.

Механическая часть привода состоит из трех масс: первая масса с моментом инерции J_1 включает часть кинематической схемы от ротора двигателя по ротор буровой установки; вторая масса с моментом инерции J_2 включает основную часть колонны бурильных труб; третья масса с моментом инерции J_3 включает утяжеленные бурильные трубы вместе с центраторами и долотом. Расчетные значения приведенных к скорости вала двигателя указанных моментов инерции составили $J_1 = 55; J_2 = 17;$

$J_3 = 7 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$. Приведенные значения коэффициентов жесткости составили $c_{12} = 25$ и $c_{23} = 263 \text{ Н} \cdot \text{м}$. Значения коэффициентов вязкого трения труб приняты равным $0,01$.

Моменты сопротивления на долоте оценивались с учетом значений параметров, определяемых результатами типовых расчетов, представленных в специальной литературе [7, 8, 20]. Значения моментов сопротивления первой и второй массы определялись величиной момента трения в наземной части привода $M_{c1} = 60 \text{ Н} \cdot \text{м}$ и колонны бурильных труб $M_{c2} = 400 \text{ Н} \cdot \text{м}$. Момент сопротивления на долоте M_{c3} задавался в форме смещенного меандра. Значение смещения изменялась в пределах $(0,1 - 0,3) M_H$. Значение амплитуды меандра — в пределах $(0,3 - 0,6) M_H$, где M_H — расчетное значение момента долота на нагрузке, определяемое по формуле (1). При этом момент осевой нагрузки на долото выбирался из диапазона $P = [25 - 250] \text{ кН}$, скорость вращения долота $n_d = [2 - 30] \text{ рад/с}$, эмпирический коэффициент буримости породы $a = 0,6 - 0,8$. Период колебаний нагрузки обычно выбирался из диапазона $T = [0,2 - 3] \text{ с}$.

Структурная схема электромеханической модели электропривода ротора буровой установки дополнена регулятором скорости (РС), включенного во внешний контур управления, и регулятором тока (РТ). В общем случае уравнение модели регулятора в Simulink соответствует ПИД-регулятору, передаточная функция которого имеет вид

$$W_p(p) = P + \frac{I}{p} + D \frac{Np}{p + N}. \quad (3)$$

Значения коэффициентов передаточной функции рассчитывались, исходя из метода технического оптимума, и составили: для регулятора скорости — $P_{\text{РС}} = 66$, $I_{\text{РС}} = 820$, $D_{\text{РС}} = 0$, $N = 0$ для регулятора тока — $P_{\text{РТ}} = 0,27$, $I_{\text{РТ}} = 1,1$, $D_{\text{РТ}} = 0$, $N = 0$.

Тиристорный преобразователь, от которого осуществляется питание якорной цепи, представлен апериодической функцией с коэффициентом усиления $K = 80$ и постоянной времени равной $T = 0,01 \text{ с}$.

Задатчик интенсивности регулирования напряжения якорной цепи представляет собой линейную функцию. Напряжение на обмотке возбуждения изменяется скачком.

Результаты моделирования

На основании подготовленной модели было выполнено компьютерное моделирование различных режимов работы электропривода буровой установки:

Режим 1 — работа на низких скоростях с нагрузкой двигателя, близкой к номинальной при включенных регуляторах РС и РТ (рис. 8);

Режим 2 — работа на низких скоростях с нагрузкой двигателя, близкой к номинальной при включенном регуляторе скорости и отключенном регуляторе тока (рис. 9);

Режим 3 — работа на низких скоростях с нагрузкой двигателя, близкой к номинальной при включенных регуляторах РС и РТ и регулированию тока якоря по производной — приращению тока на шаге дискретизации (рис. 10);

Режим 4 — работа на повышенных скоростях с нагрузкой двигателя, близкой к номинальной при включенных регуляторах РС и РТ, и увеличенной на 50% по сравнению с первым режимом скорости (рис. 11);

Режим 5 — работа на низких скоростях с пониженной на 50% нагрузкой при включенных регуляторах РС и РТ (рис. 12);

Режим 6 — работа на низких скоростях с нагрузкой двигателя, близкой к номинальной при включенных регуляторах РС и РТ и редких набросов нагрузки на долото (рис. 13).

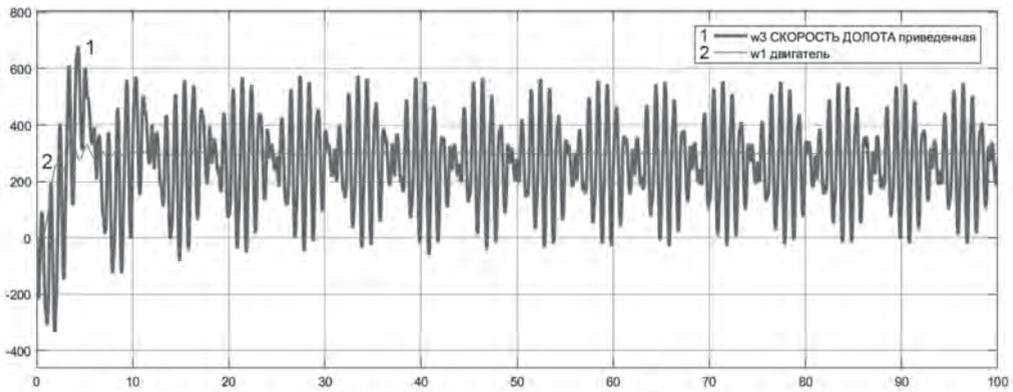


Рис. 8. Графики скорости долота и двигателя в режиме автоколебаний КБТ при включенных ПИ-регуляторах скорости и тока

Fig. 8. Speeds of bit and drive under drill string self-oscillations with active PID controllers of speed and current

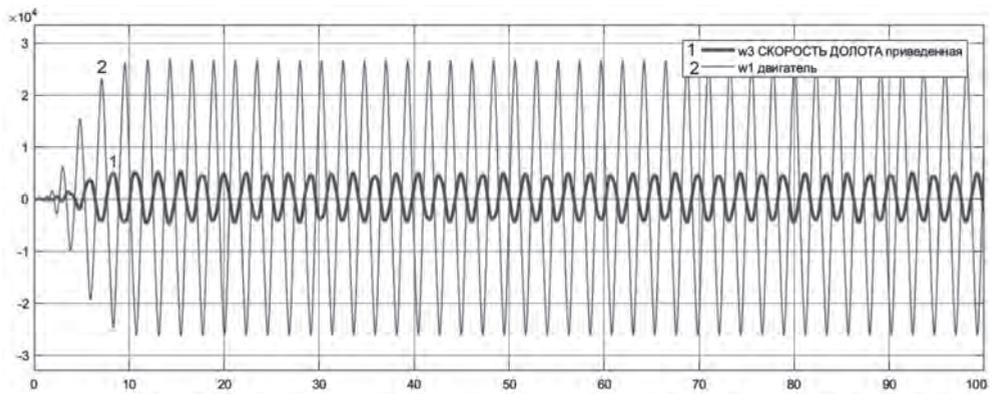


Рис. 9. Графики скорости долота и двигателя в режиме автоколебаний КБТ при включенном ПИ-регуляторе скорости и отключенном регуляторе тока

Fig. 9. Speeds of bit and drive under drill string self-oscillations with active PID controller of speed and inactive PID controller of current

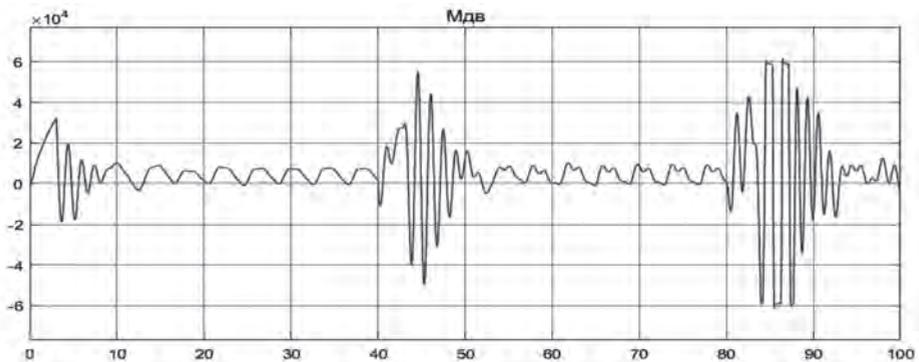


Рис. 10. График момента двигателя в режиме автоколебаний КБТ при включенных регуляторах и управлении регулятором РС по производной скорости якоря

Fig. 10. Drive moment under drill string self-oscillations with active PID controllers in case of adjustment by anchor speed derivative

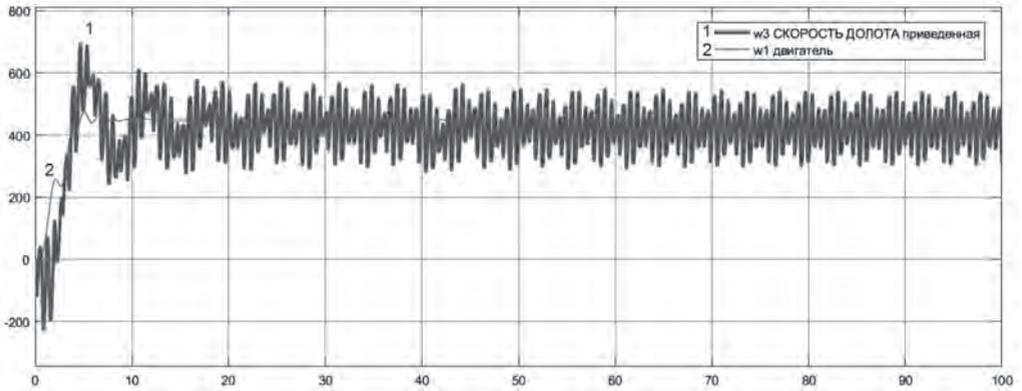


Рис. 11. Графики скорости долота и двигателя в режиме автоколебаний КБТ при включенных ПИ-регуляторах скорости и тока и увеличенной на 50% заданной скорости
 Fig. 11. Speeds of bit and drive under drill string self-oscillations with active PID controllers of speed and current at the set speed increased by 50%

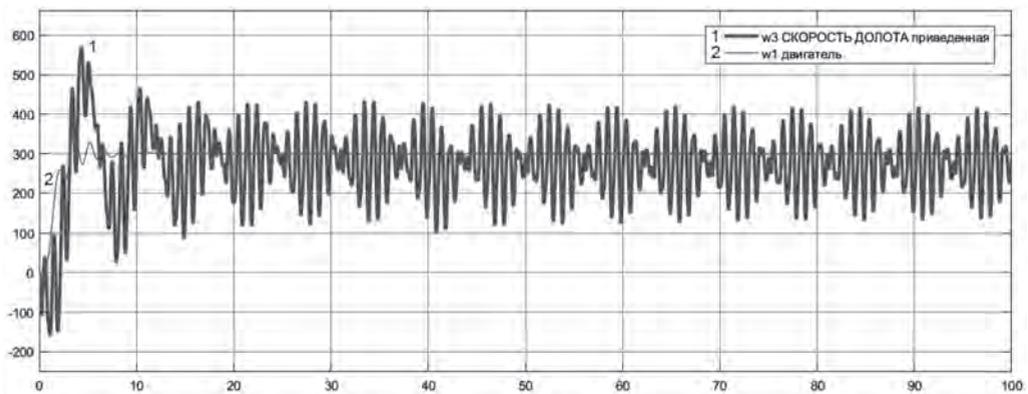


Рис. 12. Графики скорости долота и двигателя в режиме автоколебаний КБТ при включенных ПИ-регуляторах скорости и тока и пониженной на 50% нагрузкой на долото
 Fig. 12. Speeds of bit and drive under drill string self-oscillations with active PID controllers of speed and current at the bit load decreased by 50%

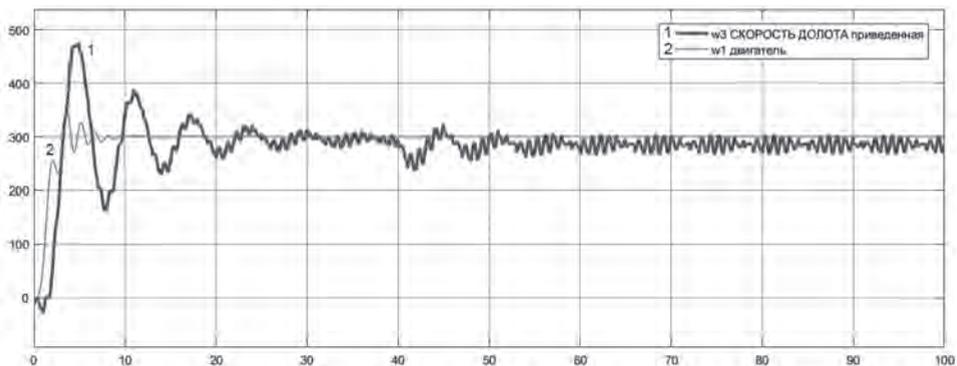


Рис. 13. Графики скорости долота и двигателя в режиме автоколебаний КБТ при включенных ПИ-регуляторах скорости и тока и снижения твердости породы
 Fig. 13. Speeds of bit and drive under drill string self-oscillations with active PID controllers of speed and current at lower hardness of rocks

Выводы

На основании выполненных исследований можно сделать следующие выводы.

1. Разработанная модель электропривода постоянного тока системы ТП-Д подтверждает возможность появления автоколебаний колонны бурильных труб, сопровождаемых остановкой и дальнейшим проскальзыванием долота, а также обратным вращением долота (рис. 8). Указанные явления наиболее вероятны при малых скоростях вращения долота, большой и периодически изменяющейся нагрузке. Изменения нагрузки наиболее вероятны в трудноразбуриваемых породах, при износе долота и последующем возникновении крутильных и продольных волн в колонне бурильных труб.

2. Одновременное отключение регуляторов РС и РТ в схеме подчиненного регулирования электродвигателем мало влияет на динамические процессы долота. Хотя при этом ухудшается динамика скорости и тока якоря двигателя — появляются их значительные колебания. Особенно большие устойчивые колебания скорости двигателя появляются при отключении РТ и работающем РС (рис. 9).

3. Регулирование параметров ПИ-регуляторов РС и РТ влияет на динамику скорости и тока якоря двигателя, но мало сказывается на динамике долота. Известно, что для улучшения динамики систем с упругими связями целесообразно введение в систему информации о производной скорости якоря. Однако в рассматриваемом случае попытка введения управления по производной скорости якоря мало повлияла на динамику долота и КБТ, что можно объяснить существенным отличием параметров масс системы. Более того, такой способ управления ухудшает и динамику якоря двигателя — появляются

усиливающиеся во времени периодические колебания момента якоря (рис. 10).

4. Наиболее эффективными способами борьбы с автоколебаниями КБТ и Stick-Slip эффектом долота является управление скоростью вращения долота. При увеличении на 50% сигнала задания скорости автоколебания колонны значительно сокращаются и полностью исчезает эффект остановки и обратного вращения долота (рис. 11).

5. Другим эффективным способом борьбы с автоколебаниями является управление нагрузкой на долоте, пропорционально которой изменяется момент сопротивления на долоте (см. формулу (1)). При снижении на 50% нагрузки на долоте Stick-Slip эффект не наблюдается (рис. 12), хотя в данном случае сохраняются биения автоколебаний скорости долота. Снижению нагрузки на долоте способствуют мягкие породы, также способствующие снижению момента сопротивления долота (рис. 13).

6. Явления остановки и обратного вращения долота можно избежать, используя регулирование двигателем по каналу возбуждения в сочетании с выводом из работы РС и РТ (при этом параметры регуляторов в модели равны $P = 66$, $I = 820$, $D = 0$, $N = 0$). Однако такое управление сопровождается увеличением колебания тока якоря, момента и скорости двигателя.

7. Интересно отметить, что во всех режимах среднее приведенное значение скорости долота оказывается несколько меньшим, чем средняя скорость вращения якоря двигателя, что объясняется учетом диссипативных потерь энергии в колонне бурильных труб.

Заключение

Таким образом, обобщая, можно заключить, что управление автоколебаниями колонны бурильных труб и Stick-Slip эффектом долота типовыми средства-

ми системы автоматического управления электроприводом возможно только в ручном режиме, за счет изменения заданной скорости вращения двигателя. Для автоматизации процесса управления автоколебаниями схему управления приводом надо оснастить дополнительными датчиками. Поскольку во всех случаях возникновения автоколебаний, в том числе не сопровождающихся Stick-Slip эффектом, отмечаются колебания мо-

мента и тока двигателя, то в качестве дополнительных датчиков, реагирующих на автоколебания, могут быть датчики вибрации ротора или датчики тока якоря, сигналы с которых подлежат гармоническому анализу для выделения низкочастотных (до 1 Гц) колебаний. Эти же датчики могут использоваться и для управления регулятором подачи долота, обеспечивающим регулирование нагрузки на долоте.

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. *Brett J.F.* The Genesis of bit-induced torsional drillstring vibrations // *SPE Drilling Engineering*. 1992. Vol. 7. No 3.
3. *Vaziri V., Kapitaniak M., Wiercigroch M.* Suppression of drill-string stick-slip vibration by sliding mode control: Numerical and experimental studies // *European Journal of Applied Mathematics*. 2018. Vol. 29. No 5. Pp. 805–825. DOI: 10.1017/S0956792518000232.
4. *Ратов Б. Т., Федоров Б. В., Омирзакова Э. Ж., Каргасбеков Д. Р.* Разработка и совершенствование конструктивных параметров долот с резцами PDC // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. – 2019. – № 11. – С. 73–80. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-11-0-73-80.
5. *Besselink B., Vromen T., Kremers N., van de Wouw N.* Analysis and control of stick-slip oscillations in drilling systems // *IEEE Transactions on Control Systems Technology*. 2016. Vol. 24. No 5. Pp. 1582–1593.
6. *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.
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. *Юнин Е. К.* Введение в динамику глубокого бурения. – М.: Книжный дом «Либроком», 2015. – 168 с.
9. *Tang L., Zhu X., Shi C., et al.* Investigation of the damping effect on stick-slip vibration of oil and gas drilling system // *Journal of Vibration Engineering & Technologies*. 2016. Vol. 4. No 1. Pp. 79–88.
10. *Tang L., Zhu X., Qian X., Shi Ch.* Effects of weight on bit on torsional stick-slip vibration of oil well drill string // *Journal of Mechanical Science and Technology*. 2017. Vol. 31. Pp. 4589–4597.
11. *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 of Sound and Vibration*. 2017. Vol. 398. Pp. 28–38.
12. *Полипенко Н. А., Процук И. С., Бакланов Р. Р.* Результаты экспериментальных исследований процесса бурения // *Вестник ассоциации буровых подрядчиков*. – 2019. – № 2. – С. 41–44.
13. *Мщцохейн Б. И., Парфенов Б. М., Шпилевой В. А.* Электропривод, электрооборудование и электроснабжение буровых установок. – Тюмень, 1999. – 263 с.

14. Букреев С. В. Исследование закономерностей влияния вентиляльно-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.

15. Tewari A. Modern Control Design with MATLAB and SIMULINK. John Wiley & Sons Ltd, 2002. 518 p.

16. Mohan Ned Advanced electric drives: analysis, control, and modeling using MATLAB/Simulink. John Wiley & Sons, 2014. 179 p.

17. Liuping Wang, Shan Chai, Dae Yoo, Loo Gan, Ki Ng PID and predictive control of electrical drives and power converters using MATLAB/SIMULINK. John Wiley & Sons Singapore Pte. Ltd. 2015. 370 p.

18. Melkebeek J. Electrical machines and drives. Fundamentals and advanced modelling. Springer International Publishing, 2018. 734 p. DOI: 10.1007/978-3-319-72730-1.

19. 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. DOI:10.1515/amcs-2016-0024.

20. Леонов Е. Г., Симонянц С. Л. Совершенствование технологического процесса углубления скважин. — М.: ИЦ РГУ нефти и газа, 2014. — 184 с. **ИЗДАНИЕ**

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. Brett J. F. The Genesis of bit-induced torsional drillstring vibrations. *SPE Drilling Engineering*. 1992. Vol. 7. No 3.

3. Vaziri V., Kapitaniak M., Wiercigroch M. Suppression of drill-string stick-slip vibration by sliding mode control: Numerical and experimental studies. *European Journal of Applied Mathematics*. 2018. Vol. 29. No 5. Pp. 805–825. DOI: 10.1017/S0956792518000232.

4. Ratov B. T., Fedorov B. V., Omirzakova E. J., Korgasbekov D. R. Development and improvement of design factors for PDC cutter bits. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2019, no 11, pp. 73–80. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-11-0-73-80.

5. Besselink B., Vromen T., Kremers N., van de Wouw N. Analysis and control of stick-slip oscillations in drilling systems. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*. 2016. Vol. 24. No 5. Pp. 1582–1593.

6. Balitskiy V. P., Zaykov D. L. Analysis of torsion oscillations of drill string and stick-slip effect on drilling. *Vestnik assotsiatsii burovnykh podryadchikov*. 2015, no 4, pp. 2–8. [In Russ].

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. Yunin E. K. *Vvedenie v dinamiku glubokogo bureniya* [Introduction to long hole drilling dynamics], Moscow, Knizhnyy dom «Librokom», 2015, 168 p.

9. Tang L., Zhu X., Shi C., et al. Investigation of the damping effect on stick-slip vibration of oil and gas drilling system. *Journal of Vibration Engineering & Technologies*. 2016. Vol. 4. No 1. Pp. 79–88.

10. Tang L., Zhu X., Qian X., Shi Ch. Effects of weight on bit on torsional stick-slip vibration of oil well drill string. *Journal of Mechanical Science and Technology*. 2017. Vol. 31. Pp. 4589–4597.

11. 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 of Sound and Vibration*. 2017. Vol. 398. Pp. 28–38.

12. Polipenko N.A., Protsuk I.S., Baklanov R.R. Experimental research data on drilling process. *Vestnik assotsiatsii burovykh podryadchikov*. 2019, no 2, pp. 41 – 44. [In Russ].
13. Mshchtsokheyev B. I., Parfenov B. M., Shpilevoy V.A. *Elektroprivod, elektrooborudovanie i elektroosnabzhenie burovykh ustanovok* [DC drive, electrical equipment and power supply of drilling rigs], Tyumen, 1999, 263 p.
14. 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.
15. Tewari A. *Modern Control Design with MATLAB and SIMULINK*. John Wiley & Sons Ltd, 2002. 518 p.
16. Mohan Ned *Advanced electric drives: analysis, control, and modeling using MATLAB/Simulink*. John Wiley & Sons, 2014. 179 p.
17. Liuping Wang, Shan Chai, Dae Yoo, Loo Gan, Ki Ng *PID and predictive control of electrical drives and power convertors using MATLAB/SIMULINK*. John Wiley & Sons Singapore Pte. Ltd. 2015. 370 p.
18. Melkebeek J. *Electrical machines and drives. Fundamentals and advanced modelling*. Springer International Publishing. 2018. 734 p. DOI: 10.1007/978-3-319-72730-1.
19. 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. DOI:10.1515/amcs-2016-0024.
20. Leonov E. G., Simonyants S. L. *Sovershenstvovanie tekhnologicheskogo protsessa uglubleniya skvazhin* [Improvement of subdrilling technology], Moscow, ITS RGU nefiti i gaza, 2014, 184 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Ершов Михаил Сергеевич¹ — профессор,

e-mail: msershov@yandex.ru,

Балицкий Владимир Павлович¹ — доцент,

Мелик-Шахназарова Ирина Александровна¹ — доцент,

¹ Российский государственный университет нефти и газа

(Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина.

Для контактов: Ершов М.С., e-mail: msershov@yandex.ru.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

M.S. Ershov¹, Professor, e-mail: msershov@yandex.ru,

V.P. Balitsky¹, Assistant Professor,

I.A. Melik-Shakhnazarova¹, Assistant Professor,

¹ I.M. 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 10.03.2020; получена после рецензии 05.08.2020; принята к печати 10.10.2020.

Received by the editors 10.03.2020; received after the review 05.08.2020; accepted for printing 10.10.2020.

