DOI: *10.31897/PMI.2019.1.24*

УДК 622.24

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ СКВАЖИН РОТОРНЫМИ УПРАВЛЯЕМЫМИ СИСТЕМАМИ

В.С.ЛИТВИНЕНКО, М.В.ДВОЙНИКОВ
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

На основе проведенного анализа результатов исследований виброускорений и амплитуд биений корпуса винтового забойного двигателя определен диапазон оптимальных энергетических характеристик героторного механизма, обеспечивающих его устойчивую работу.

В результате выполненных вычислительных и натурных экспериментальных исследований получены зависимости, описывающие работу системы «долото – роторная управляемая система с силовой винтовой секцией – колонна бурильных труб» и установлены значения границ автоколебаний и наступления резонанса системы при их совместной эксплуатации.

Предложена математическая модель, позволяющая определять оптимальный диапазон режимных параметров бурения скважин, обеспечивающих снижение экстремальных виброускорений компоновки низа бурильной колонны регулированием моментных силовых и частотных характеристик бурильной колонны с учетом энергетических характеристик силовой винтовой секции, входящей в состав роторной управляемой системы. Изложены рекомендации по выбору параметров режима бурения.

***Ключевые слова*:** бурение скважин; амплитуда колебаний; винтовой забойный двигатель; бурильная колонна

***Как цитировать эту статью*:** Литвиненко В.С. Обоснование выбора параметров режима бурения скважин роторными управляемыми системами / В.С.Литвиненко, М.В.Двойников // Записки Горного института. 2019. Т. 235. С. 24-29. DOI: 10.31897/PMI.2019.1.24

Введение. В последние годы добыча углеводородов на крупных месторождениях нефти и газа, освоенных в 70-80 годах, заметно снижается. В связи с этим увеличиваются объемы бурения скважин с большим отходом от вертикали «Extended Reach Drilling» (ERD), направленных на разработку участков континентального шельфа. Строительство таких скважин обуславливает наличие сложнопостроенных проектных профилей, содержащих интервалы, ограниченные радиусом искривления, или наклонно-прямолинейные участки большой протяженности, а их проводка базируется на применении высокоинтеллектуального наземного и глубинного оборудования [1, 8].

При сложившейся практике бурения с использованием современных технико-технологических приемов проводки отмечаются проблемы, связанные с осложнениями и авариями в скважине. В качестве технико-технологического решения, направленного на снижение аварий и повышение качества строительства скважин (ERD), используют роторные управляемые системы (РУС). Системы дают возможность ориентируемого бурения по всей длине скважины [6]. На данный момент использование роторных управляемых систем составляет более 15 %.

Мировыми лидерами в производстве РУС являются компании: Baker Hughes, Schlumberger, Halliburton, Weatherford. В настоящее время в РФ именно эти четыре компании предоставляют полный объем высокотехнологичных услуг РУС+MWD/LWD. Собственные разработки РУС имеют многие небольшие компании: Aps Technology, Gyrodata, National Oilwell Varco, Scientific Driling, Smart Drilling, Doubble Barrel RSS, Terravici Drilling Solutions, Renhe Group, BHDC, TIANJIN, ZPEC и др. [4]

Однако наличие сложнопостроенных профилей скважин, содержащих протяженные наклонно-прямолинейные участки, которые сопряжены с искривленными участками набора и снижения зенитного угла с интенсивностью от 0,5 до 2,5 град., приводит к потере устойчивости бурильной колонны (БК), неконтролируемости торсионных колебаний, вызывающих повреждения отклоняющей (управляющей) части РУС [10-12, 15].

Следует также учесть, что в зависимости от типа породоразрушающего инструмента, состава компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и физико-механических свойств горной породы, а также режима бурения возникают сложные формы колебаний РУС, которые носят дискретный характер.

DOI: *10.31897/PMI.2019.1.24*

Проведенные исследования динамики РУС показали, что основной источник колебания связан с изгибающими и сжимающими напряжениями, обусловленными искривлением скважины и жесткостью бурильного инструмента, а также режимными параметрами бурения. Как следствие, в системе нижней части бурильной колонны формируются автоколебания, приводящие к невозможности корректировки азимутальных и зенитных углов. Изменение жесткости нижней части инструмента и параметров бурения, предусматривающих снижение частоты вращения бурильной колонны и регулирование нагрузки на долото, частично позволяет решить данную проблему, однако увеличение частоты ограничено техническими характеристиками существующих систем верхнего привода [2].

Необходимо отметить, что увеличение амплитуды крутильных колебаний может привести к авариям в нижней части КНБК. Изменение жесткости КНБК, например, с помощью свойств материалов инструмента, изменения длины или диаметральных соотношений бурильных труб частично может решить данную проблему и позволит увеличить диапазон параметров частоты вращения верхнего привода от 120 до 140 об/мин. При этом управляемость КНБК снизится, а также увеличится риск прихватов колонны и желобообразование.

Рассмотренные крутильные колебания, связанные с вращением бурильной колонны с учетом таких факторов, как профиль скважины и напряженно-деформированное состояние инструмента, не дают полного представления о работе динамически активной системы и причинах наступления резонанса системы [10, 11].

Для более детального рассмотрения динамики КНБК с включением РУС требуется изучение всех источников, обуславливающих возникновение поперечных и осевых колебаний. Одним из таких источников является установленная в РУС силовая винтовая секция. В силу своей конструктивной особенности данный элемент представлен героторным механизмом, совершающим независимые от БК и долота собственные осевые и поперечные колебания.

К РУС, содержащим силовую винтовую секцию, можно отнести системы компании Baker Hughes: AutoTrak™; AutoTrak Curve™; системы вертикального бурения TruTrak™ и VertiTrak™ (см. таблицу).

Роторные управляемые системы с дополнительной силовой винтовой секцией компании Baker Hughes

Серийные буровые системы	Автоматизированные буровые системы		Специальные буровые системы
Управляемый винтовой забойный двигатель	Роторные управляемые 3D системы	Системы для бурения вертикальных скважин	
Ultra™ Motors	AutoTrak™ Curve	VertiTrak™	CoilTrak™
Ultra X-treme™ Motors	AutoTrak™ eXpress AutoTrak™ G3	TruTrak™	Through-Tubing RotaryDrilling
X-treme™ Motors	AutoTrak™ X-treme	AutoTrak™ V	SureTrak™

Вращение БК совместно с РУС, представленной разножесткостным по длине упругим стержнем, ограниченной стенками скважины и находящейся в переменном напряженно-деформированном состоянии (НДС), обуславливает возникновение сложных форм крутильных, осевых, поперечных и торсионных колебаний.

Изменяющиеся частоты и амплитуды долота математически сложно определить. На практике, для измерения вибрации долота в телеметрической системе располагается трехпозиционный акселерометр, позволяющий контролировать ускорение КНБК [13, 14]. Согласно паспортным данным применяемого оборудования для геофизических исследований скважин, а также во избежание повреждений элементов колонны действуют ограничения виброускорений от 30 до 45 g. Поддержание требуемых виброускорений возможно за счет управления динамикой системы «РУС с силовой винтовой секцией – бурильная колонна – долото».

Объединенные в одну систему колонна бурильных труб и РУС с силовой винтовой секцией имеют различную природу формирования передачи энергии. Динамика колонны бурильных труб обусловлена механической энергией, передаваемой от верхнего силового привода, при этом работа силовой винтовой секции РУС основана на преобразовании энергии потоком технологической жидкости, перекачиваемой буровыми насосными агрегатами.

DOI: *10.31897/PMI.2019.1.24*

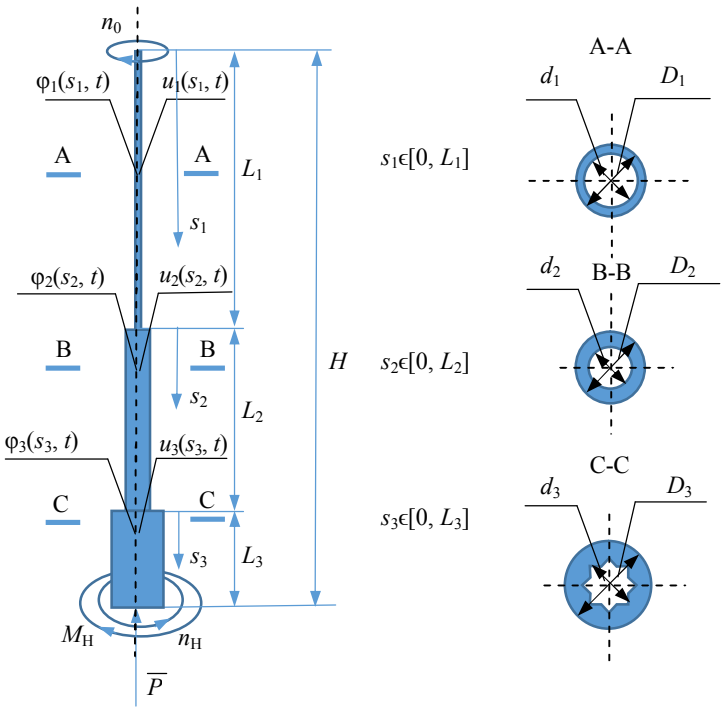


Рис.1. Расчетная схема динамики работы системы «винтовой забойный двигатель – бурильная колонна»

Наличие совместных крутильных, поперечных, продольных и торсионных колебаний долота, РУС и БК, превышающих критический диапазон виброускорений, приводит к потере устойчивости инструмента, отрицательно влияет на формирование стенок скважины, снижает качество управления траекторией, а также увеличивает риск возникновения аварийных ситуаций, представленных отворотами резьбовых соединений и разрушением элементов КНБК.

Сохранение устойчивой работы РУС регулированием динамики колонны бурильных труб силовой винтовой секции с учетом разрушения долотом горной породы позволит повысить эффективность бурения скважин.

Методика и результаты исследований. Для исследования границ автоколебаний системы «долото – РУС с силовой винтовой секцией – колонна бурильных труб» в процессе сообщения ей вращательного движения с целью углубления забоя скважины была усовершенствована математическая модель, предложенная Е.К.Юниным и В.К.Хегаем [7].

Расчетная схема для анализа поведения бурильного инструмента представлена на рис.1.

В результате теоретических исследований были уточнены условия развития крутильных автоколебаний и границ временной остановки инструмента для выявления значений параметров режима устойчивой работы динамически активной системы [5, 7]:

$$\begin{cases} P = \dfrac{G_3 J_3}{\lambda_3}\left(n_0^{\,2}\right)\dfrac{1+ke^{\frac{\mu_3 L_3}{2\lambda_3}}}{1-ke^{\frac{\mu_3 L_3}{2\lambda_3}}}; \\ P_{\text{в}} = \dfrac{1+ke^{\frac{\mu_3 L_3}{\lambda_3}}}{1-ke^{\frac{\mu_3 L_3}{\lambda_3}}}\dfrac{P\left(ch\left(\frac{\mu_1 L_1}{2\lambda_1}+\frac{\mu_2 L_2}{2\lambda_2}+\frac{\mu_3 L_3}{2\lambda_3}\right)+kch\left(\frac{\mu_1 L_1}{2\lambda_1}-\frac{\mu_2 L_2}{2\lambda_2}-\frac{\mu_3 L_3}{2\lambda_3}\right)\right)}{n_0\left(sh\left(\frac{\mu_1 L_1}{2\lambda_1}+\frac{\mu_2 L_2}{2\lambda_2}+\frac{\mu_3 L_3}{2\lambda_3}\right)+ksh\left(\frac{\mu_1 L_1}{2\lambda_1}-\frac{\mu_2 L_2}{2\lambda_2}-\frac{\mu_3 L_3}{2\lambda_3}\right)\right)}; \\ P_{\text{н}} = \dfrac{1+ke^{\frac{\mu_3 L_3}{\lambda_3}}}{1-ke^{\frac{\mu_3 L_3}{\lambda_3}}}\dfrac{P\left(sh\left(\frac{\mu_1 L_1}{2\lambda_1}+\frac{\mu_2 L_2}{2\lambda_2}+\frac{\mu_3 L_3}{2\lambda_3}\right)+ksh\left(\frac{\mu_1 L_1}{2\lambda_1}-\frac{\mu_2 L_2}{2\lambda_2}-\frac{\mu_3 L_3}{2\lambda_3}\right)\right)}{n_0\left(ch\left(\frac{\mu_1 L_1}{2\lambda_1}+\frac{\mu_2 L_2}{2\lambda_2}+\frac{\mu_3 L_3}{2\lambda_3}\right)+kch\left(\frac{\mu_1 L_1}{2\lambda_1}-\frac{\mu_2 L_2}{2\lambda_2}-\frac{\mu_3 L_3}{2\lambda_3}\right)\right)}; \\ n_0^* = \dfrac{1-k^2}{sh^2\left(\frac{\mu_1 L_1}{2\lambda_1}+\frac{\mu_2 L_2}{2\lambda_2}+\frac{\mu_3 L_3}{2\lambda_3}\right)+kch^2\left(\frac{\mu_1 L_1}{2\lambda_1}-\frac{\mu_2 L_2}{2\lambda_2}-\frac{\mu_3 L_3}{2\lambda_3}\right)}, \end{cases}$$

где L_1 – длина колонны бурильных труб, м; L_2 – длина колонны утяжеленных бурильных труб, м; L_3 – длина корпуса РУС с силовой винтовой секцией, м; k – коэффициент отражения волны крутильных возмущений на границе раздела разнородных участков составного стержня,

DOI: *10.31897/PMI.2019.1.24*

$$k = \frac{k_1 - k_2}{k_1 + k_2},\ k_1 = \frac{\lambda_2 G_1 J_1 - \lambda_1 G_2 J_2}{\lambda_2 G_1 J_1 + \lambda_1 G_2 J_2},$$

$$k_2 = \frac{\lambda_3 G_2 J_2 - \lambda_2 G_1 J_1}{\lambda_3 G_2 J_2 + \lambda_2 G_1 J_1};$$

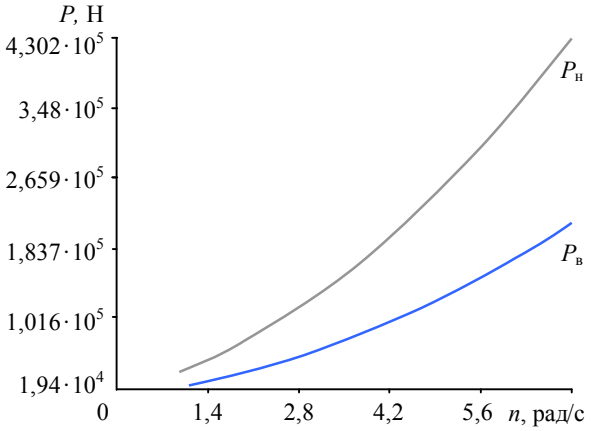


Рис.2. Границы автоколебаний системы «РУС – колонна бурильных труб»

μ_1, μ_2, μ_3 – коэффициенты диссипации на соответствующих участках; $\lambda_{L_1}, \lambda_{L_2}, \lambda_{L_3}$ – скорость распространения крутильных колебаний на соответствующих участках, м/с; n_0 – скорость вращения верхнего торца колонны, рад/с; G_1, G_2, G_3 – модули сдвига материалов соответствующих участков, Н·м^2; J_1, J_2, J_3 – полярные моменты инерции поперечного сечения колонны на соответствующих участках, м^4; P – осевая нагрузка на нижний торец корпуса РУС для случая неустойчивого равномерного вращения, Н; $P_в$ и $P_н$ – осевые нагрузки на нижний торец корпуса РУС, соответствующие верхней и нижней границам автоколебаний, Н; n_0^* – скорость вращения ротора при $P_в = P_н$.

Для примера согласно приведенной системе определяется зависимость нагрузки на долото от частоты вращения верхнего привода и диапазон нижней и верхней границ автоколебаний (рис.2). Входные параметры для моделирования:

$$L_1 = 1800 \text{ м};\ L_2 = 190 \text{ м};\ L_3 = 10 \text{ м};\ J_1 = 5{,}841 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4;\ J_2 = 1{,}941 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4;\ J_3 = 4{,}928 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4;$$

$$k = 0{,}106;\ G_1 = G_2 = G_3 = 8 \cdot 10^{10} \text{ Н·м}^2;\ \lambda_{L_1} = \lambda_{L_2} = \lambda_{L_3} = 3200 \text{ м/с};\ n_0 = [0;\ 5] \text{ с}^{-1};$$

$$\mu_1 = 0{,}1;\ \mu_2 = 0{,}2;\ \mu_3 = 0{,}3.$$

Согласно представленным расчетам автоколебания наступают при частоте вращения бурильной колонны от 60 до 65 об/мин и нагрузке на долото 19 кН. При этом начало верхний границы автоколебаний соответствует параметрам бурения – частота вращения 50 об/мин и нагрузка на долото от 25 до 35 кН.

Анализ результатов исследований показал, что интервал оптимальных частот биений корпуса силовой винтовой секции РУС с заходностью зубьев статора и ротора 6/5 составляет от 35 до 24,5 Гц. При работе винтовой секции в режиме холостого хода максимальная амплитуда поперечных биений корпуса составляет 5 мм, при этом амплитуда осевых колебаний – не более 3 мм. В процессе создания момента происходит снижение амплитуды поперечных колебаний корпуса до 3,5-4 мм, а амплитуда осевой вибрации возрастает до 8 мм.

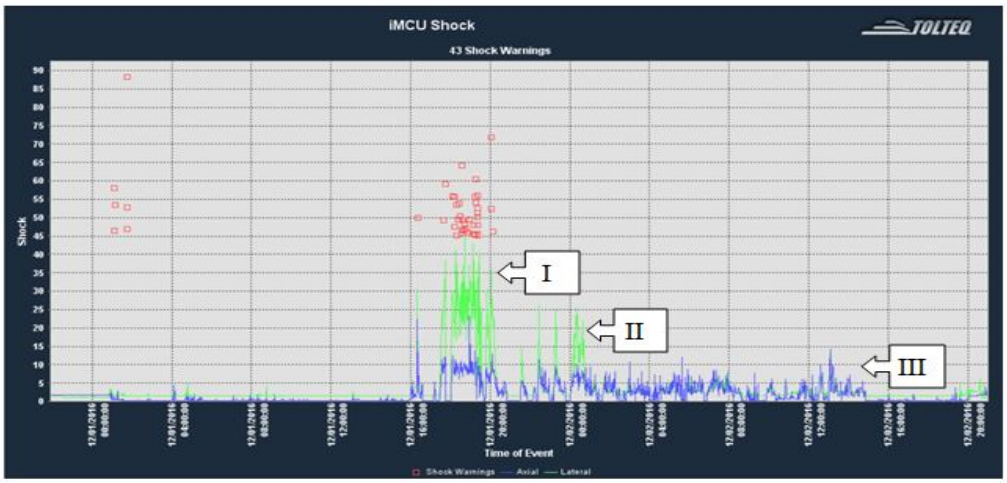
Создание дополнительного момента до 4,5 кН·м приводит к повышению амплитуды поперечных биений корпуса винтовой секции до 6 мм и снижению продольных амплитуд до 8 мм. Частота биений снижается до 24,5 с$^{-1}$ (210 об/мин), что составляет 30 % от работы винтовой секции в режиме холостого хода. С увеличением момента с 4,5 до 9 кН·м винтовая секция входит в тормозной (экстремальный) режим работы. В результате происходит интенсивный рост амплитуды поперечных колебаний корпуса РУС от 6 до 10 мм при соответствующем снижении амплитуды осевых колебаний от 8 до 2 мм [3].

Сопоставление полученных результатов исследований колебаний корпуса силовой винтовой секции РУС в стендовых условиях с расчетными значениями границ автоколебаний бурильной колонны (рис.2) позволит определить диапазон устойчивой работы системы «РУС – колонна бурильных труб».

Для обеспечения устойчивой работы системы «долото – РУС с силовой винтовой секцией – колонна бурильных труб» с учетом динамики предполагается использовать данные, регистрируемые измерительными устройствами (трехпозиционный акселерометр и гироскопический компас), позволяющие определить вибрацию долота. С учетом амплитуды и виброускорения на долоте (в зависимости от типа долота и свойств горных пород) предлагается производить корректировку расчетов системы в режиме реального времени.

DOI: *10.31897/PMI.2019.1.24*

а



б

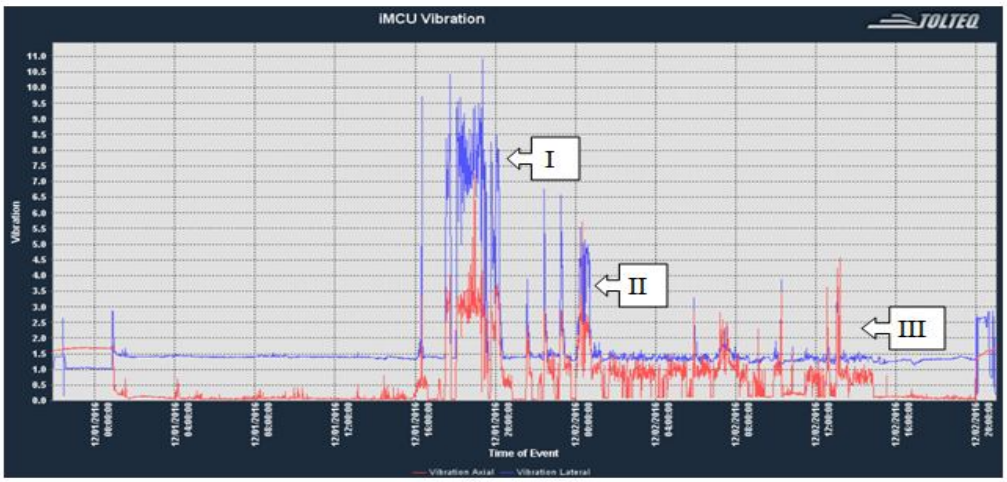


Рис.3. Данные телеметрической системы MWD: *а* – осевые и поперечные виброускорения; *б* – осевая и поперечная амплитуда колебаний

Апробация результатов исследований осуществлялось на Вынгапуровском месторождении. Глубина скважины по стволу 2250 м. Компоновка: долото PDC диаметром 220 мм; система Auto Trak (с силовой винтовой секцией Ultra Motors) с блоком измерительных устройств MWD и LWD; колонна толстостенных бурильных труб диаметром 155 мм-20 м; ясс гидромеханический диаметром 165 мм и длиной 7,36 м; колонна бурильных труб диаметром 140 мм-2204 м.

Согласно данным станции геолого-технологических исследований (ГТИ) и забойным датчикам нагрузка на долото составляет от 50 кН, а частота вращения верхнего привода 130 об/мин. При этом получаемые данные шоковых вибраций (Shock и Vibration) с акселерометра и гироскопа говорят о превышении допустимого диапазона латеральных виброускорений и перемещений КНБК, отражающих совпадение вынужденных и собственных колебаний системы (рис.3).

Согласно показаниям акселерометра и гироскопа латеральные виброускорения составляют от 45 до 50 g, а поперечные колебания более 10 дюймов. Латеральные смещения КНБК на 9-10 дюймов показывают, что инструмент в месте установки гироскопа прижат к стенке скважины. Также из рис.3 видно, что дискретная длина полуволны КНБК, представленной упругим стержнем, находится как в постоянном контакте со стенкой скважины (максимальным смещением оси инструмента от оси скважины), так и без наличия эксцентриситета.

Из рис.2, отражающего границы автоколебаний КНБК, также видно, что работа системы «РУС с силовой винтовой секцией – колонна бурильных труб» при заданных параметрах нагрузки и частоты вращения верхнего привода (50 кН и 130 об/мин) находится в диапазоне нижней границы наступления резонанса (область I).

DOI: *10.31897/PMI.2019.1.24*

С целью обеспечения устойчивой работы системы производится плавное увеличение частоты вращения до 145-165 об/мин (2,75 $с^{-1}$). В результате амплитуда поперечных колебаний (области II и III) снижается до 2,5 дюймов и виброускорение составляет не более 10 g.

Выводы. На основе математической модели, характеризующей динамику работы бурильной колонны при роторном бурении скважины и получаемых в режиме реального времени данных акселерометра и гироскопа, предложена методика определения и прогнозирования границ автоколебаний и наступления резонанса КНБК.

Регулирование диапазона латеральных виброускорений и перемещений элементов бурильного инструмента, отражающих совпадение вынужденных и собственных колебаний изменением нагрузочной и моментной частотной характеристикой системы «долото – РУС с силовой винтовой секцией – колонна бурильных труб», обеспечит устойчивость эксплуатации высокоинтеллектуальных роторных КНБК.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Двойников М.В.* Проектирование траектории скважин для эффективного бурения роторными управляемыми системами // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 254-262. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.254

2. *Двойников М.В.* Анализ результатов исследований технико-технологических параметров бурения наклонных скважин // Записки Горного института. 2017. Т. 223. С. 86-92. DOI: 10.18454/PMI.2017.1.86

3. *Двойников М.В.* Технические и технологические решения, обеспечивающие устойчивую работу винтового забойного двигателя / М.В.Двойников, Ю.Д.Мураев // Записки Горного института. 2016. Т. 218. С. 198-205.

4. *Закиров А.Я.* Первые результаты испытаний роторно-управляемых систем российского производства // PROнефть. Профессионально о нефти. 2016. № 2. С. 42-48.

5. *Морозов В.А.* Исследование оптимального диапазона устойчивой работы системы «долото – винтовой забойный двигатель – бурильная колонна» / В.А.Морозов, М.В.Двойников, П.А.Блинов // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 2. С. 35-43.

6. Разработка универсального матобеспечения для моделирования динамики колонны труб / В.С.Тихонов, А.И.Сафронов, Х.Р.Валиуллин и др. // SPE 171280-RU. 2014.

7. *Юнин Е.К.* Динамика глубокого бурения / Е.К.Юнин, В.К.Хегай. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. С. 152-175.

8. *Farah Omar F.* Direction well desing, trajectory and survey calculations, with a case study in fiale, asal rift, Djibouti / United Nations University. Reykjavik, Iceland, 2013. P. 627-623.

9. *Larsen Lena Kyrvestad.* Tools and Techniques to Minimize Shock and Vibration to the Bottom Hole Assembly / Bernt Sigve Adnoy. University of Stavanger. 2014. P. 135 // https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/220906

10. *Leine R.I.* Stick-slip whirl interaction in drillstring dynamics / R.I.Leine, D.H. van Campen, W.J.G.Keultjes // ASME Journal of Vibration and Acoustics. 2002. Vol. 124(2). P. 209-220.

11. *Li Z.* Analysis of longitudinal vibration of drillstring in air and gas drilling / Z.Li, B.Guo // Rocky Mountain Oil and Gas Technology Symposium. Denver. Colorado. SPE 107697-MS. Society of Petroleum Engineers. 2007. DOI:org/10.2128/107697-MS

12. *Liu X.H.* Downhole Propulsion/Steering Mechanism for Wellbore Trajectory Control in Directional Drilling / X.H.Liu, Y.H.Liu, D.Feng // Applied Mechanics and Materials. 2013. Vol. 318. P. 185-190.

13. *Samuel R.* Vibration Analysis and Control with Hole-Enlarging Tools / R.Samuel, J.E.Robertson // Annual Technical Conference and Exhibition. Florence. Italy. SPE 134512-MS. Society of Petroleum Engineers. 2010. DOI:org/10.2118/134512-MS

14. *Vromen G.M.* Control of stick-slip vibrations in drilling systems: PhD thesis / Eindhoven University of Technology. Eindhoven, 2015. P. 256.

15. Zhu Xiaohua. A literature review of approaches for stick-slip vibration suppression in oilwell drillstring / Xiaohua Zhu, Liping Tang, Qiming Yang // Advances in Mechanical Engineering. 2014. № 6.

***Авторы*: В.С.Литвиненко,** *д-р техн. наук*, *профессор*, *rectorat@spmi.ru* (*Санкт-Петербургский горный университет*, *Санкт-Петербург*, *Россия*), **М.В.Двойников,** *д-р техн. наук*, *профессор*, *Dvoinik72@gmail.ru* (*Санкт-Петербургский горный университет*, *Санкт-Петербург*, *Россия*).

Статья поступила в редакцию 18.07.2018.
Статья принята к публикации 16.10.2018.