



АНТИВИБРАЦИОННЫЕ – СТАБИЛИЗИРУЮЩИЕ КОМПОНОВКИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ «ПЕРФОБУР»

А.В.Лягов¹, И.А.Лягов*², И.Н.Сулейманов¹

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия;

²ООО «Перфобур», Москва, Россия

Anti-Vibration - Stabilizing Drill Bottomhole Assembly for «Perfobore» Technical System

A.V.Lyagov¹, I.A.Lyagov*², I.N.Suleymanov¹

¹Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia; ²LLC «Perfobore», Moscow, Russia

Abstract

The article discusses the method of bottomhole assembly (BHA) for the «Perfobore» technical system, investigated as a complex of elastic-viscous working elements - coupled oscillators located in a dynamically disturbed section of the assembly. The length of the section is determined using the group velocity of propagation of the energy of a packet of quasi-harmonic waves differing from each other in phase and frequency, with prevailing natural frequencies, which are calculated after statistical processing of the obtained dynamograms of phase trajectories. Then, the working elements of the technical system are assembled with selected natural frequencies and taking into account various bending and torsional stiffnesses of the component assemblies (oscillators), and the damping properties of the assemblies are enhanced by the additional placement of hydromechanical axial load regulators with a variable vibration isolation coefficient in the calculated places of the «motion stability nodes».

Keywords:

Perfobore;
Bottomhole drill string assembly;
Dynamically disturbed section;
Wave Generator;
Oscillation;
Modulation;
Throb;
Group velocity;
Phase trajectory;
Spectral densities.

© 2020 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Существующие компоновки неориентированного бурения скважин по заданным траекториям эффективно эксплуатируются только в ограниченных пределах, (например, корректирующая стабилизация интервала скважины с малыми зенитным углом, до 10° ...15°). Однако при внешних и параметрических случайных возмущениях таких как, стохастические нагрузки от работы породоразрушающего инструмента и инерционные моменты винтовых забойных двигателей (ВЗД), изменение твердости горных пород, их анизотропии, реологии промывочной жидкости и других факторов, снижается техническая эффективность работы компоновки, и не всегда обеспечивается качество проводки скважины с прогнозируемыми параметрами [1-4].

Как правило, компоновку низа бурильных колон (КНБК) собирают из серийных рабочих элементов: стальных бурильных, утяжеленных и легкосплавных труб, и др. узлов и деталей, причем с определёнными собственными частотами, находящимися в ряду случайных чисел, количество которых ограничено линейной величиной динамически возмущенного упругого участка буриль-

ной колонны при выбранном режиме бурения [5].

Длина возмущенного участка бурильной колонны, которая характеризуется энергией упругих волн сжатия, влияющих на надежность и эффективность компоновки, определяется по известной зависимости [6, 7]:

$$Ld = a \cdot t,$$

где a - скорость распространения продольных волн в бурильной колонне;

$t=T/2$ – момент максимального динамического возмущения;

$T=2\pi/\omega$ – период продольных колебаний породоразрушающего инструмента с угловой частотой ω ;

$\omega=\omega_2 \cdot K_B \cdot K_{ш}$, где $\omega_2=\pi \cdot n/30$ – угловая скорость инструмента, при частоте оборотов ВЗД n ; K_B – эмпирический коэффициент; $K_{ш}$ – число шарошек или лопастей породоразрушающего инструмента.

Однако компоновки по известному способу эффективно работают только в условиях бурения скважин большого диаметра, где превалирующее значение имеют только продольные колебания характеризующиеся распространением энергии упругих волн сжатия, бегущих по колонне со скоростью звука в стальных колоннах $C_s \approx 5190$ м/сек, в легкосплавных - $C_L \approx 5040$ м/сек, и волн в столбе промывочной жидкости $C_{ж} \approx 1200 \dots 1350$ м/сек.

*E-mail: ilyagov@perfobur.com

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20200400462>



Рис.1. Испытание полноразмерной КНБК на экспериментальном стенде компании «Перфобур»

При этом не учитывается внутреннее демпфирование в трубах и трение элементов КНБК о стенки скважины, характеризующее комплексной скоростью звука $C_{\eta} = \sqrt{E \cdot \rho^{-1} (1 + i\eta)}$, где η - тангенс фазового угла между возмущающей силой и смещением; ρ - плотность материала труб [8,9].

Энергия затрачиваемая на крутильные колебания КНБК, характеризуется скоростью распространения крутильных колебаний:

$$C_K = \sqrt{G \cdot \rho^{-1}}.$$

Поперечные колебания, распространяющиеся со скоростью:

$$C_{ПК} = \sqrt{\frac{G}{\rho}} \approx \frac{C_K}{\sqrt{3}} \text{ (например, при коэффициенте Пуассона равном 0.25).}$$

Изгибные C_{II} и поверхностные волны Рэлея: $C_R = 0.9194 \cdot C_{II} = 0.9194$, относящихся друг к другу как: $0 \leq C_{II}/C_R \leq 1/\sqrt{2}$ [10].

Для повышения надежности и эффективности работы элементов нижней части бурильной колонны (КНБК) при бурении сверхдлинных каналов малого диаметра и радиуса кривизны с сильной перемежаемостью буримых пород, требующих изменения режима бурения и упруго-вязких параметров компоновки для снижения вероятности прихватов вызванных действием перепада давления, заклинивания инструмента, сужение канала при выпучивании пород от усталости и из-за не надлежащей очистки скважины при действии продольных, поперечных и крутильных колебаний стохастической (случайной) природы, длину динамически возмущенного участка КНБК ТС «Перфобура» определяем с использованием групповой скорости распространения энергии пакета монохромных продольных, поперечных и крутильных волн, отличающихся друг от друга по фазе и частоте, и распространяющиеся по бурильной компоновке с различными скоростями [7,11].

Групповая скорость вычисляется, например

как среднее геометрическое замеряемых на стенде фазовых скоростей продольных, поперечных и крутильных колебаний, при этом сборку рабочих элементов, как отдельных осцилляторов с подобранными собственными частотами осуществляют с учетом различных изгибных и крутильных жесткостей и импедансов (механических сопротивлений), а демпфирующие свойства компоновки усиливают дополнительным размещением регуляторов осевой нагрузки с изменяющимся коэффициентом демпфирования в местах «узлов устойчивости движения», полученных на стенде после аналитической обработки экспериментальных фазовых траекторий (рис.1) [12]. Превалирующая собственная частота КНБК получается после статистической обработки фазовых траекторий, полученных при стендовых испытаниях по смоделированным программам аварийных режимов работы компоновки (например при прихватах и желобообразовании) [9, 13]. Волновые числа K , характеризующие продольные, поперечные и крутильные колебания КНБК выбирают по значениям близким к заданным величинам по полученным фазовым скоростям и возмущающим частотам:

$$K = 2\pi \cdot f/V_{\phi}$$

Стенд комплектуется датчиками замеров амплитуды (перемещение), виброскорости и виброускорения продольных, поперечных и крутильных колебаниях КНБК при бурении пород различной прочности (например: известняков, доломитов, гранита, мрамора или песчано-цементного блока выполненного по стандарту API 19B). Датчики давления, осевой нагрузки, перемещения долота, частоты вращения вала шпинделя ВЗД и пирометр позволяют наблюдать ход эксперимента в реальном времени, а также регистрируют информацию в электронном виде для последующего анализа и обработки.

Длина динамически возмущенного участка КНБК ТС «Перфобура»:

$$L_D = v_{\Gamma} \cdot t$$

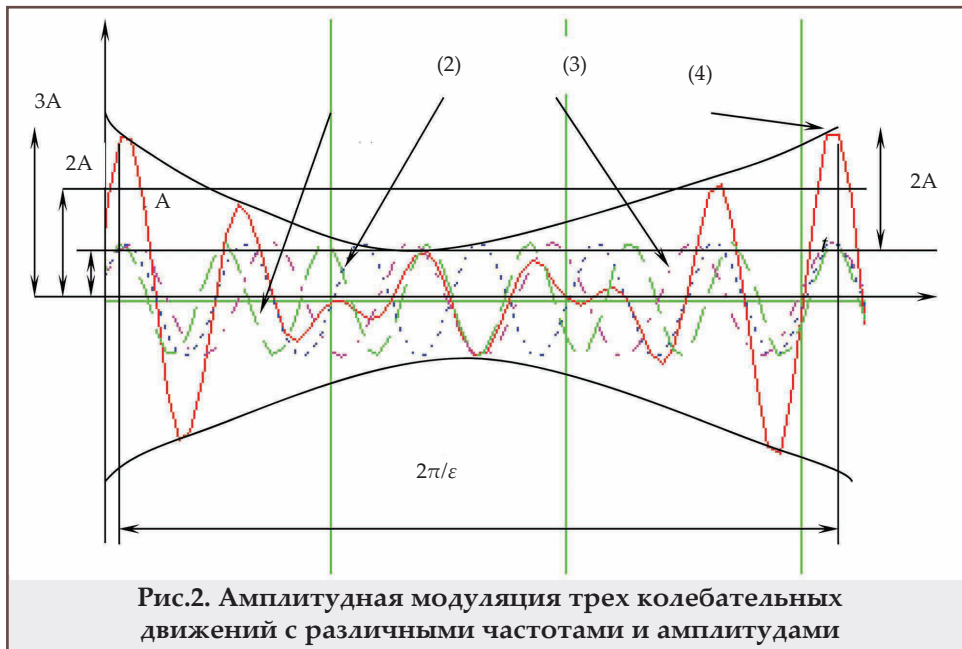


Рис.2. Амплитудная модуляция трех колебательных движений с различными частотами и амплитудами

где v_r - групповая скорость распространения энергии пакета волн, волновые числа K которых лежат вблизи полученных и оцененных оптимальных значений на стенде [7, 11];

$$K = \frac{2 \cdot \pi}{\lambda} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f}{v_\phi} = \frac{\omega}{v_\phi}$$

где λ - длина волны;

f - частота колебаний;

ω - круговая частота колебаний;

$t = T/2$ – момент времени максимального динамического возмущения;

$T = 2 \cdot \pi / \varepsilon$ – период колебаний КНБК при результирующем движении с угловой частотой ε .

Амплитудная модуляция 4 с переменной амплитудой и круговой частотой ε и с квазипериодом $2 \cdot \pi / \varepsilon$, результирующего движения трех колебаний с разными частотами и фазами изображена на рисунке 2 [14].

бразена на рисунке 2 [14].

Компоновка для бурения глубоких разветвленных каналов со сверхмалыми диаметрами и радиусами кривизны (рис.3) собирается и устанавливается на испытательном стенде. Компоновка включает в себя долото (фрезу), шпиндельную секцию забойного двигателя, силовую секцию винтового забойного двигателя, компоновки гибких труб с упруго-вязкими механическими характеристиками (КНБК) и различными собственными частотами, а также устройство регулирования осевой нагрузки (на рисунке не изображено).

На рисунке 4 изображена принципиальная схема восьми массовой инструментальной компоновки для бурения глубоких разветвленных каналов со сверхмалыми диаметрами и радиусами кривизны [8].

Например: для бурения канала длиной 14



Рис.3. Компоновка для бурения глубоких разветвленных каналов в процессе сборки на стенде



Рис.4. Принципиальная схема восьми массовой компоновки для перфобурения

м диаметром 58 мм КНБК будет состоять из: $m_0, m_1, m_2, \dots, m_8$ – сосредоточенные массы (осцилляторы) участвующие в стохастических колебаниях при бурении определенного типа пород (где: $m_0, m_1, m_2, m_4, m_5, m_6, m_7$ – весовые характеристики рабочих элементов компоновки);

$m_0 \dots m_2$ – массы жестких труб диаметром 43 и толщиной стенки 4.5 мм общей длиной 10 м, с весом 1 м – 4.3 кг, где G – модуль упругости при сдвиге:

для стали 40ХН $G=81000$ МПа; m_3 – весовые характеристики устройства регулирования осевой нагрузки длиной 2 м - 34 кг,

$m_4 \dots m_7$ – массы гибких труб диаметром 28 и толщиной стенки 3.5 мм общей длиной 14 м, с весом 1 м - 2 кг, G – модуль упругости при сдвиге: для стали 12Х18Н9Т $G=77000$ МПа; m_8 – весовые характеристики винтового забойного двигателя 2Д 43.5/6.21 с двумя узлами перекося и длиной 2 м - 18.7 кг и долота диаметром 58 мм - 0.5 кг (фрезы диаметром 71 мм – 0.7 кг)).

k_0, \dots, k_8 – динамические жесткости узлов входящих в состав многомассовой компоновки для бурения жесткость отдельных труб, как пружинных систем определяем по В.Е. Капылову [14]:

$$k_i = \frac{E \cdot S_i}{l_i}$$

Например: динамическая жесткость 7 метровой гибкой трубы: $k_r = 5$ Н/м; динамическая жесткость 3.5 метровой гибкой трубы $k_r = 2.5$ Н/м; динамическая жесткость 10 метровой жесткой трубы: $k_{ж} = 11.4$ Н/м; динамическая жесткость 7 метровой жесткой трубы: $k_{ж} = 16.3$ Н/м;

Основные собственные частоты определяются по известным зависимостям: $\omega_{ic} = \sqrt{k_i / m_i}$ – собственные частоты соответствующих труб массами m_i – как осцилляторов КБК;

E – модуль Юнга, для жестких труб (сталь 40ХН... 40ХН2МА):

$$E = (2.0 \dots 2.1) 10^5 \text{ МПа};$$

для гибких труб (сталь 12Х18Н9Т), в зависимости от термообработки:

$$E = (1.3 \dots 1.9) 10^5 \text{ МПа};$$

S_i – площадь сечения узлов, м²;

l_i – длина весового участка, м;

$F(t)$ – возмущающая нагрузка от работы долота; c – коэффициент демпфирования устройства регулирования осевой нагрузки, определяется по формуле [14]:

$$c = \frac{5 \cdot \rho \cdot A \cdot \omega \cdot (d_1^2 - d_2^2) \cdot \pi}{48 \cdot \mu^2 \cdot d_3^2}$$

Например, при $A = 0.001$ м (амплитуда грунтовых колебаний породоразрушающего инструмента);

ω – круговая частота долота, $\omega = 125.6$ мин⁻¹;

$$\begin{aligned} \omega &= \omega_2 \cdot K_A \cdot K_B = \frac{\pi \cdot n}{30} \cdot K_A \cdot K_B = \\ &= \frac{3.14 \cdot 300}{30} \cdot 4 \cdot 1 = 125.6 \text{ мин}^{-1}; \end{aligned}$$

K_A – число лопастей, для долот типа PDC выбираем $K_A = 4$;

K_B – коэффициент выступов (по В.П.Балицкому), $K_B = 1$;

$n = 300$ мин⁻¹ число оборотов ВЗД;

d_1 – диаметр поршня регулятора, $d_1 = 0.04$ м;

d_2 – диаметр штока регулятора, $d_2 = 0.034$ м;

d_3 – диаметр дросселя регулятора, $d_3 = 0.001$ м;

μ – коэффициент истечения жидкости из устройства регулирования осевой нагрузки, $\mu = 0.85$.

Собственные частоты труб достаточно точно для инженерных расчетов можно определить также как [14]: $\omega_{ic} = 5 / \sqrt{x_i}$, где x_i – линейная деформация конкретной i -ой трубы в см, собственная частота i -трубы ω_{ic} – в Гц.

Получаем, в результате замеров на стенде: амплитуды (перемещение), виброскорости и виброускорения продольных, поперечных и крутильных колебаниях КНБК при бурении пород определенной прочности, тренды суммарных волновых движений осцилляторов перемещающихся с общей групповой скоростью v_r представленные на рисунках 5 и 6.

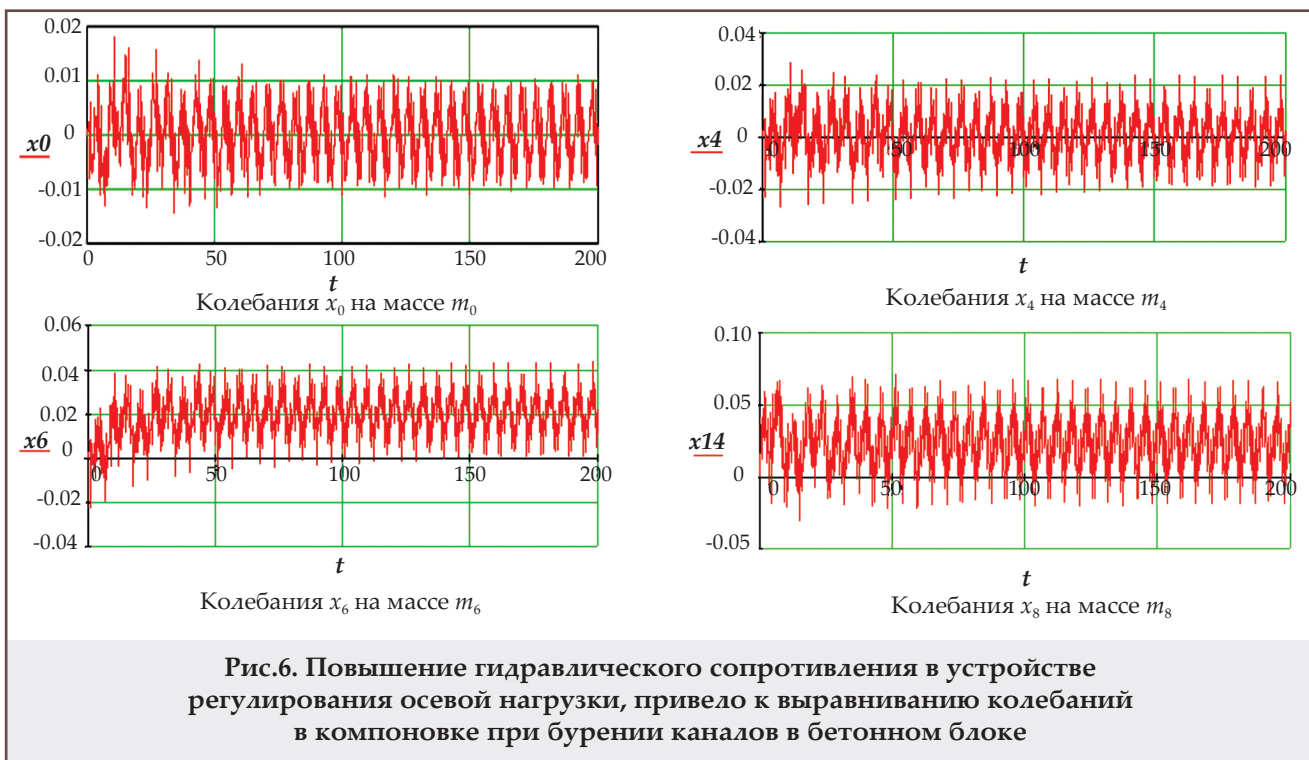
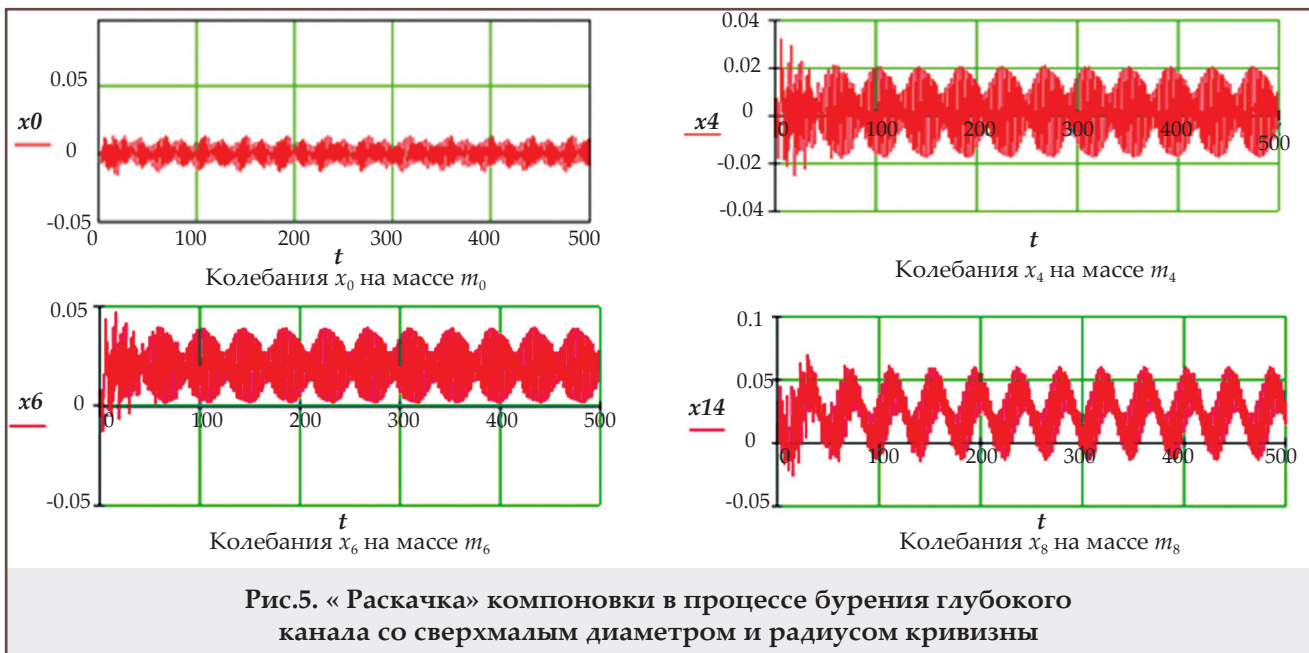
Далее проводим спектральный анализ полученных результатов указанных на рисунках 5 и 6, путем вычисления спектральных плотностей осцилляторов компоновки (графики спектральных плотностей мощности анализируемых зависимостей представлены на рисунке 7).

В результате получаем траектории движения рабочих элементов размещенных в динамически возмущенном участке КНБК на фазовой плоскости.

Как видно на рисунке 7 отмечаются четыре превалирующие частоты группового волнового процесса W_{Π} : 170; 240; 450 и 530 Гц около которых сконцентрирована энергия колебаний рабочих узлов – труб КНБК с различными массами m_i и собственными частотами ω_{ic} . Средняя величина частоты волнового процесса $W_{\Pi} = 347$ Гц, с периодом $T_{\Pi} = 2\pi / 347 = 0.0181$ с.

На рисунках 8-12 изображены траектории движения осцилляторов входящих в компоновку.

Как и предполагалось, наиболее энергоемкой является спектральная плотность изображенная



на рисунке 12, указанная – голубой линией (s4) на рисунке 7.

Как видно из рисунка 7, закономерности спектральных плотностей анализируемых зависимостей и преобладающие частоты случайного процесса колебания осцилляторов не изменяются, что говорит об установившемся режиме колебаний с хорошо выраженной корреляционной связью между различными значениями аргумента.

Из анализируемых результатов не трудно заметить, что мы установили определенную синхронизацию в ряде парциальных осцилляторов, хотя общей согласованности в колебаниях отдельных осцилляторов всей КНБК не наблюдается, таким образом, данный режим (режим раскачки) может подойти для борьбы, например

с ожидаемым, с определенной степенью вероятности, дифференциальным прихватом.

Подбирая необходимые параметры рабочих элементов КНБК ТС «Перфобур»: собственные частоты с учетом различных изгибных и крутильных жесткостей, механические импедансы, демпфирующие свойства регуляторов осевой нагрузки и их оптимальное размещение в местах «узлов устойчивости движения», полученных на стенде после аналитической обработки экспериментальных фазовых траекторий позволяет подобрать наиболее благоприятный режим работы компоновки и её рабочих элементов, таким образом добиться достижения искомого режима работы ТС.

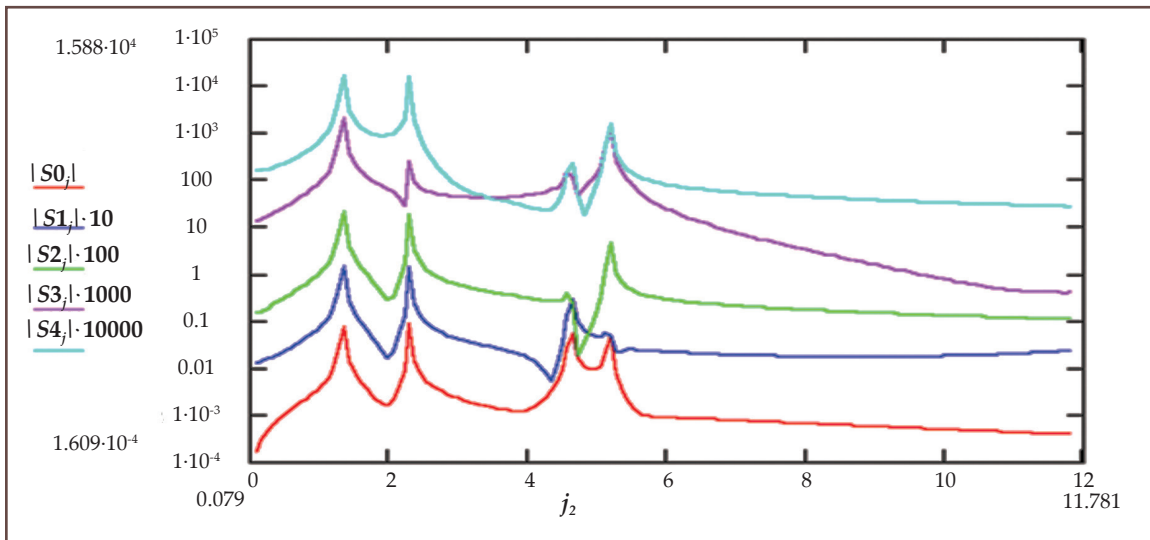


Рис.7. Спектры функций $x_i(t)$
(масштаб по оси OY полулогарифмический, на оси OX отложены преобладающие частоты группового волнового процесса)

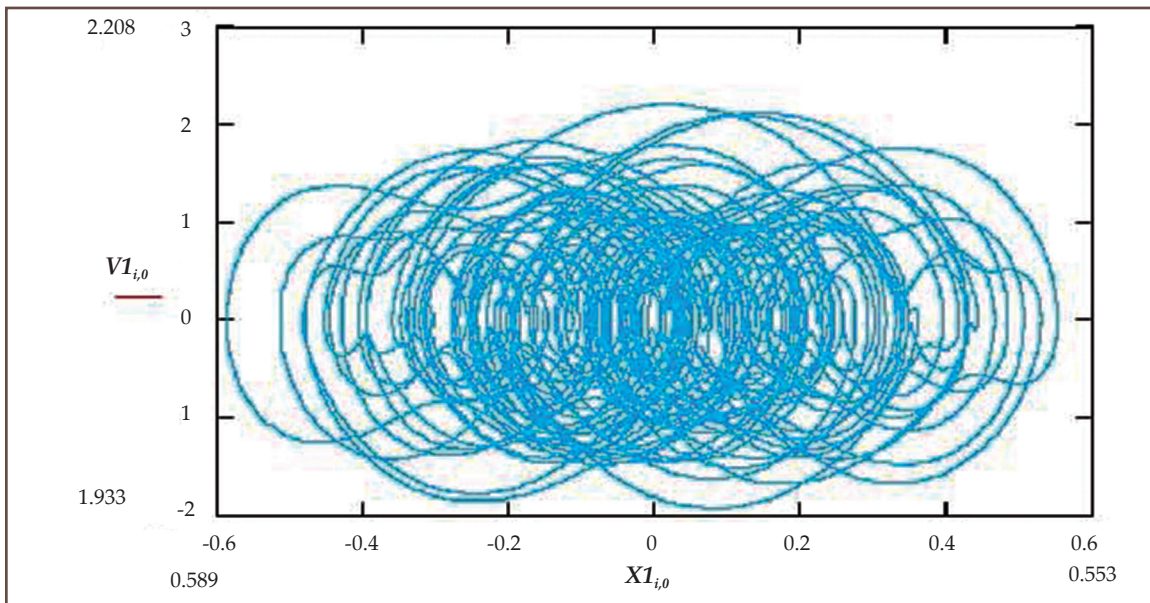


Рис.8. Фазовая траектория долота

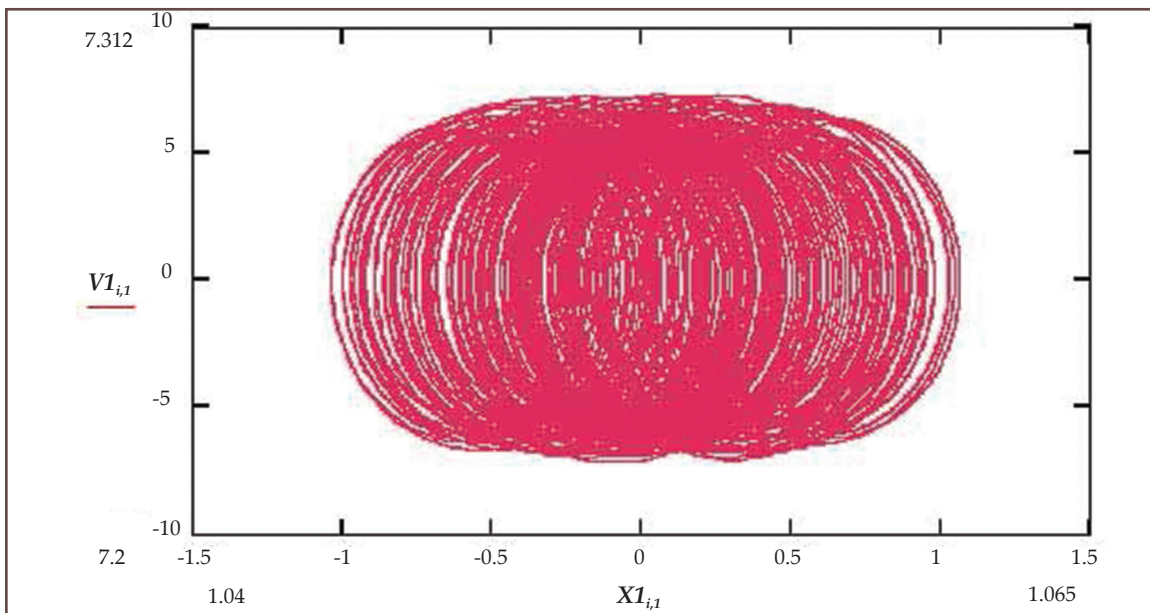
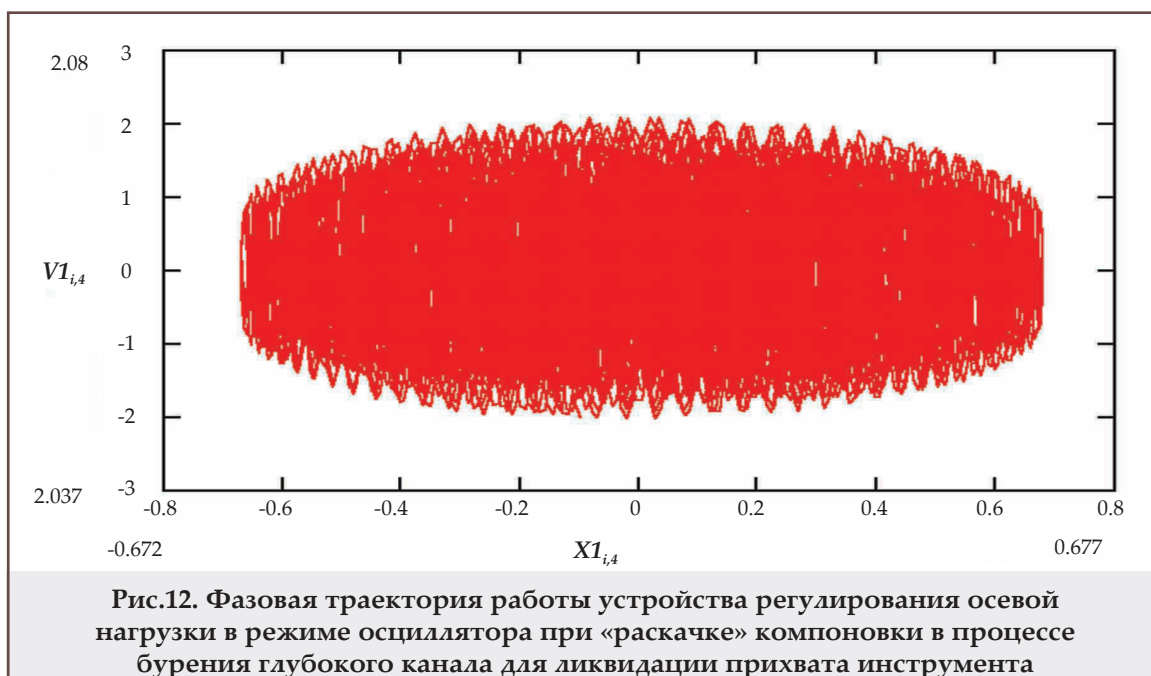
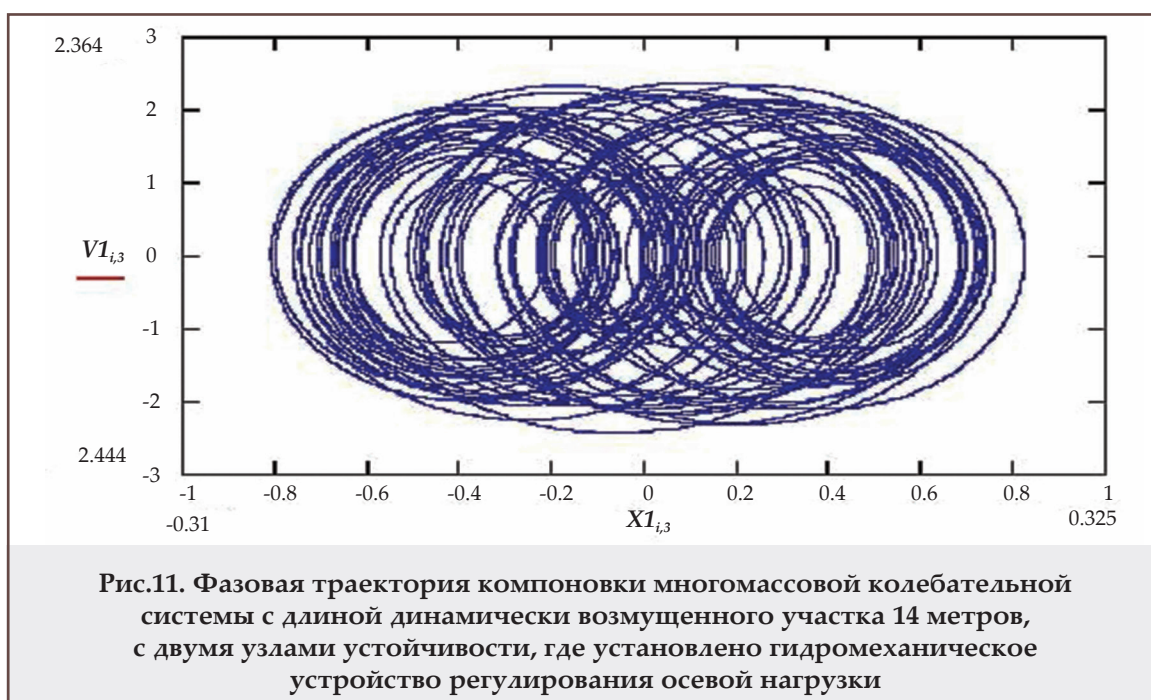
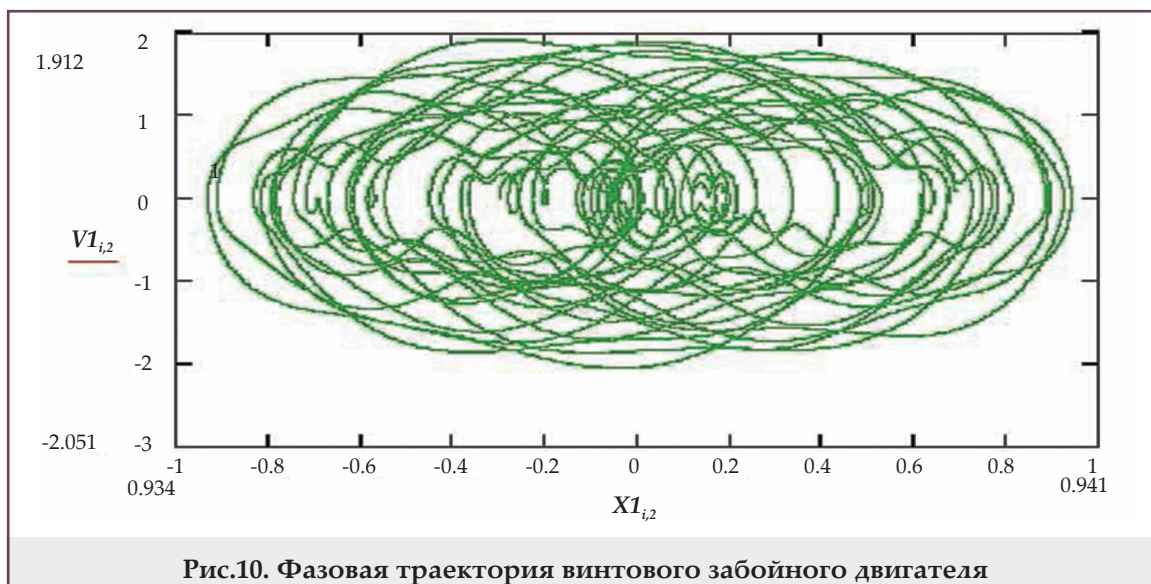


Рис.9. Фазовая траектория фрезы



Литература

1. Белоруссов, В. О. (1988). Подбор компоновок низа бурильной колонны для безориентированного бурения скважин за рубежом. Выпуск 8. Москва: ВНИИОЭНГ.
2. Лягов, И. А., Губайдуллин, А. Г., Лягов, А. В., Попов, А. Н. (2019). Прогнозирование рисков заклинивания для исключения возможности прихватов технической системы «Перфобур» при бурении разветвленных каналов в терригенных коллекторах. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(10), 126-136.
3. СТО 03-144-90. (1990). Инструкция по бурению наклонно-направленных кустовых скважин в Башкирии. Уфа: БашНИПИнефть.
4. Григулецкий, В. Г., Лукьянов, В. Т. (1990). Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. Москва: Недра.
5. Ишемгузин, И. Е., Лягов, А. В., Ишемгузин, Е. И. и др. (2000). Способ компоновки низа бурильной колонны. Патент РФ 2147669.
6. Балицкий, П. В. (1975). Взаимодействие бурильной колонны с забоем скважины. Москва: Недра.
7. Челомей, В. Н. (1978). Вибрации в технике: справочник в 6-ти томах. Том 1. Москва: Машиностроение.
8. Лягов, И. А., Лягов, А. В., Сулейманов, И. Н., Качемаева, М. А. (2015) Создание технической системы «Перфобур» и исследование её работоспособности в сильно искривленном канале при вынужденных продольных колебаниях. *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»*, 5, 45-105.
9. Lyagov, I. A. (2014) Bottomhole formation zone completion through ultra deep multibranch channels: experimental research of a new technology. In *Mine Planning and Equipment Selection Proceedings of the 22nd MPES Conference*. Dresden: Springer International Publishing, 1221-1229.
10. Лягов, И. А. (2014). Анализ результатов промысловых испытаний технической системы «Перфобур». Аналитический синтез базовых узлов «Перфобура» повышенной надежности для бурения сверхдлинных каналов по прогнозируемой траектории. *Нефтегазовое дело*, 1, 52-76.
11. Лягов, А. В. (2005). Динамические компоновки для бурения забойными двигателями. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Уфа: УГНТУ.
12. Лягов, И. А. (2014). Обоснование и разработка технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов разветвленными скважинами сверхмалого диаметра. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Санкт-Петербург: СПбГУ.
13. Lyagov, I. A., Vasilev, N. I., Reich, M., Mezzetti, M. (2014). Analytical research and experimental tests on the technology for drilling small diameter channels with small radius of curvature. *Oil Gas European Magazine*, 40(3), 124-129.
14. Копылов, В. Е., Артюшкин, В. Н. (1983). Быстроразъемные и упругие соединения бурильных труб. Тюмень: ТГУ.
15. Лягов, А. В., Лягов, И. А. (2014). Выбор допустимых радиусов кривизны скважин сверхмалого диаметра (каналов) для технической системы «Перфобур». *Экспозиция Нефть и Газ*, 6, 47-52.

References

1. Belorussov, V.O. (1988) Selection of bottom hole assemblies for directional drilling of wells abroad. V 8. Moscow: VNIIOENG.
2. Lyagov, I.A., Gubaidullin, A.G., Lyagov, A.V., Popov, A.N. (2019) Predicting the risks of jamming to exclude the possibility of sticking the technical system «Perfobur» when drilling branched channels in terrigenous collectors. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources*, 330 (10) 126-136.
3. STO 03-144-90. (1990) Instructions for drilling directional cluster wells in Bashkiria. Ufa: BashNIPIneft.
4. Griguletskiy, V.G., Lukyanov, V.T. (1990). Bottom drill string design. Moscow: Nedra.
5. Ishemguzhin I.E., Lyagov A.V., Ishemguzhin E.I.. (2000). Bottom hole assembly method. *RF patent* 2147669.
6. Balitsky, P.V. (1975). Interaction of the drill string with the bottom hole. Moscow: Nedra.
7. Chelomey, V.N. (1978). Vibrations in technology: a reference book in 6 volumes. Volume 1. Moscow: Mechanical Engineering.
8. Lyagov, I.A., Lyagov, A.V., Suleimanov, I.N., Kachemaeva, M.A. (2015) Creation of the technical system «Perfobur» and the study of its performance in a strongly curved channel with forced longitudinal vibrations. *Oil and Gas Business*, 5, 45-105.
9. Lyagov, I. A. (2014) Bottomhole formation zone completion through ultra deep multibranch channels: experimental research of a new technology. In *Mine Planning and Equipment Selection Proceedings of the 22nd MPES Conference*. Dresden: Springer International Publishing, 1221-1229.
10. Lyagov, I. A. (2014). Analysis of the results of field tests of the technical system «Perfobur». Analytical synthesis of basic units of «Perfobur» with increased reliability for drilling extra-long channels along the predicted trajectory. *Petroleum Engineering*, 1, 52-76.
11. Lyagov, A.V. (2005). Dynamic arrangements for downhole drilling. Dissertation for the degree of doctor of technical sciences. Ufa: Ufa State Oil Technical University.
12. Lyagov, I.A. (2014). Substantiation and development of a technology for secondary penetration of productive formations by branched wells of ultra-small diameter. Dissertation for the degree of candidate of technical sciences. Saint Petersburg: Saint Petersburg Mining University.
13. Lyagov, I.A., Vasilev, N.I., Reich, M., Mezzetti, M. (2014). Analytical research and experimental tests on the technology for drilling small diameter channels with small radius of curvature. *Oil Gas European Magazine*, 40(3), 124-129.
14. Kopylov, V.E., Artyushkin, V.N. (1983). Quick-release and elastic drill pipe joints. *Tyumen: TSU*.
15. Lyagov, A.V., Lyagov, I.A. (2014). Selection of permissible radii of curvature of ultra-small diameter wells (channels) for the Perfobur technical system. *Exposition Oil and Gas*, 6, 47-52.

Антивибрационные – стабилизирующие компоновки бурильной колонны для технической системы «Перфобур»

А.В.Лягов¹, И.А.Лягов², И.Н.Сулейманов¹

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия;

²ООО «Перфобур», Москва, Россия

Реферат

В статье рассмотрен способ компоновки низа бурильной колонны для технической системы «Перфобур», исследуемый как комплекс упруго-вязких рабочих элементов - связанных осцилляторов, размещенных в динамически возмущенном участке компоновки. Длина участка определяется с использованием групповой скорости распространения энергии пакета квазигармонических волн, отличающихся друг от друга по фазе и частоте, с превалирующими собственными частотами, которые вычисляются после статистической обработки полученных динамограмм фазовых траекторий. Затем осуществляют сборку рабочих элементов технической системы с подобранными собственными частотами и с учетом различных изгибных, и крутильных жесткостей комплектующих узлов (осцилляторов), а демпфирующие свойства компоновок усиливают дополнительным размещением гидромеханических регуляторов осевой нагрузки с изменяющимся коэффициентом виброизоляции в расчетных местах «узлов устойчивости движения».

Ключевые слова: перфобур; компоновка нижней части бурильной колонны; динамически возмущенный участок; осциллятор; колебания; модуляция; биение; групповая скорость; фазовая траектория; спектральных плотностей.

«Perfobur» texniki sistemi üçün qazma kəmərinin anti-vibrasiya – stabilləşdirici tərtibləri

A.V.Lyaqov¹, İ.A.Lyaqov², İ.N.Suleymanov¹

¹Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya;

²«Perfobur» MMC, Moskva, Rusiya

Xülasə

Məqalədə boru kəmərinin aşağı tərtibatının (BKAT) dinamiki həyəcanlanmış hissəsində yerləşən bağlı osilatorlar – elastik-özlü işçi elementlər kompleksi kimi tədqiq edilən «Perfobur» texniki sistemi üçün BKAT üsuluna baxılmışdır. Sahənin uzunluğu faza və tezliyə görə özünün üstünlük təşkil edən tezlikləri ilə (bu tezliklər faza trayektoriyalarının əldə edilmiş dinamoqram qrafiklərinin statistik işlənməsindən sonra hesablanır) bir-birindən fərqlənən kvazi harmonik dalğalar paketinin enerjisinin yayılmasının qrup sürətindən istifadə edilməsi ilə müəyyən edilir. Sonra texniki sistemin işçi elementləri öz seçilmiş tezlikləri və komplektləyici qovşaqların (osilyatorların) müxtəlif əyilmə və burucu sərtliklərinin nəzərə alınması ilə yığılması həyata keçirilir. Tərtibatların dempferləyici xassələri isə «hərəkət sabitliyi qovşaqlarının» hesablanmış yerlərində oxboyu yükü dəyişkən vibroizolyasiya əmsalı ilə olan hidromexaniki tənzimləyicilərinə əlavə olaraq yerləşdirilməsi ilə artırılır.

Açar sözlər: perfobur (perforasiya edən qazma); qazma kəmərinin aşağı tərtibatı; dinamiki həyəcanlanmış hissə; sərtlik; kütlə; osilator; rəqslər; modulyasiya; qrup sürəti; faza trayektoriyası; spektral sıxlıqlar.