



СНИЖЕНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ ТОРСИОННЫХ ВИБРАЦИЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ ДОЛОТАМИ PDC

Б.А. ОВЕЗОВ, К.О. ЩЕРБАКОВА, Л.Р. КАЛЕНДАРОВА*, П.А. РОМАНОВ, Д.А. КУЗНЕЦОВА

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. В ходе исследования торсионных вибраций при бурении долотом из поликристаллического алмаза (PDC) были рассмотрены данные скважин при различных режимах бурения. Проанализировано возникновение торсионных вибраций во время бурения. Были выявлены два типа торсионных вибраций: вызванная режущим действием долота и вызванная силами трения.
Цель. Исследование возникновения торсионных вибраций в результате разрушения горной породы долотами PDC.

Материалы и методы. Используется изучение моделей Richard-Germay-Detournay и Tian and Detournay и методы снижения критических последствий торсионных вибраций в результате разрушения горной породы долотами PDC.

Результаты. Статистический анализ показал, что эффективная буримость долота (DE — drilling efficiency) хорошо коррелирует с возникновением торсионных вибраций, вызванных долотом. Агрессивность режущей структуры долота PDC может быть представлена средней оценкой DE. Если долото PDC спроектировано так, что его DE превышает критическое значение, то при бурении возникновение торсионных вибраций на долоте маловероятно.

Заключение. При бурении долотом из поликристаллического алмаза PDC возникают два типа вибраций. Если торсионная вибрация возникает из-за режущего действия долота, то борьба с данным процессом сосредоточена на конструкции долота и эксплуатационных параметрах, нагрузки на долото и скорости вращения долота. Если торсионная вибрация вызвана трением, методы снижения вибраций должны быть сосредоточены на изменении конструкции КНБК и бурильной колонны или профиля скважины. Следовательно, очень важно определить, вызвана ли торсионная вибрация силой трения элементами, режущим действием долота или и тем и другим. В бурении всегда необходим поиск максимальной скорости проходки путем изменения нагрузки на долото при заданных условиях бурения. Для этого необходимо оценить эффективность бурения долота DE, поэтому в данной статье была проведена оценка параметра в зависимости от размера долота, которая позволит определить критическое значение параметра эффективности бурения.

Ключевые слова: торсионные вибрации, долото, бурение, трение

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследования не финансируются.

Для цитирования: Овезов Б.А., Щербакова К.О., Календарова Л.Р., Романов П.А., Кузнецова Д.А. Снижение критических последствий торсионных вибраций в результате разрушения горной породы долотами PDC. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(4):91—100. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-91-100>

Статья поступила в редакцию 05.10.2022

Принята к публикации 11.11.2022

Опубликована 14.11.2022

* Автор, ответственный за переписку

REDUCING CRITICAL EFFECTS OF TORSIONAL VIBRATIONS INDUCED BY PDC BITS DURING ROCK DESTRUCTION

BATYR A. OVEZOV, KSENIA O. SHCHERBAKOVA, LEILI R. KALENDOROVA*,
PAVEL A. ROMANOV, DARIA A. KUZNETSOVA

*Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia*

ABSTRACT

Introduction. Torsional vibrations caused by drilling using a polycrystalline diamond compact (PDC) bit are analysed using wellbore data obtained under various drilling modes. The drilling caused by torsional vibrations are analysed. Two types of torsional vibrations, including those caused by the cutting action of a bit and by frictional forces.

Aim. To investigate the induction of torsional vibrations as a result of rock destruction by PDC bits.

Materials and methods. The research methodology was based on “Richard-Germay-Detournay” and “Tian-Detournay” bit designs and methods for reducing the critical effects of torsional vibrations induced by PDC bits during rock destruction.

Results. Statistical analysis has shown that the drilling efficiency of the bit (DE) correlates well with the occurrence of torsion vibrations caused by the bit. The aggressiveness of the cutting structure of the PDC bit can be represented by an average DE rating. If the PDC bit is designed so that its DE exceeds a critical value, then the occurrence of torsion vibrations on the bit is unlikely during drilling.

Conclusion. When drilling with a polycrystalline diamond PCD bit, two types of vibrations occur. If torsional vibration occurs due to the cutting action of the bit, then the fight against this process is focused on the design of the bit and operational parameters, the load on the bit and the speed of rotation of the bit. If the torsional vibration is caused by friction, vibration reduction methods should be focused on changing the design of the BHA and the drill string or the profile of the well. Therefore, it is very important to determine whether the torsional vibration is caused by the friction force of the elements, the cutting action of the bit, or both. In drilling, it is always necessary to search for the maximum penetration speed by changing the load on the bit under specified drilling conditions. To do this, it is necessary to evaluate the drilling efficiency of the DE bit, therefore, this article has evaluated the parameter depending on the size of the bit, which will determine the critical value of the drilling efficiency parameter.

Keywords: torsional vibrations, bit, drilling, friction

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Funding: The study had no sponsorship.

For citation: Ovezov B.A., Shcherbakova K.O., Kalendarova L.R., Romanov P.A., Kuznetsova D.A. Reducing critical effects of torsional vibrations induced by PDC bits during rock destruction. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(4):91—100. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-91-100>

Manuscript received 05 October 2022

Accepted 11 November 2022

Published 14 November 2022

* Corresponding author

При бурении долотом из поликристаллического алмаза PDC было выявлено два типа вибраций. Если торсионная вибрация вызвана режущим действием долота, способы снижения вибраций должны быть сосредоточены на конструкции долота и эксплуатационных параметрах, нагрузке

на долото и скорости вращения долота (об/мин), чтобы уменьшить крутящий момент на долоте и уменьшить глубину резания породы вооружением долота. И наоборот, если торсионная вибрация вызвана трением, методы снижения вибраций должны быть сосредоточены на изменении конструкции

КНБК и бурильной колонны или профиля скважины. Следовательно, очень важно определить, вызвана ли торсионная вибрация силой трения элементами, режущим действием долота или и тем и другим. Однако до сих пор не было предпринято никаких попыток определить разницу между торсионной вибрацией, вызванной режущим действием и вызванной трением [1, 2, 5, 6].

В нефтяной промышленности идут споры относительно того, влияет ли агрессивность режущей структуры долота PDC на торсионную вибрацию. Агрессивность долота PDC напрямую связана с тем, насколько быстро и как долго долото может бурить. Следовательно, для отрасли важно иметь четкий ответ на вопрос, влияет ли агрессивность долота на возникновение торсионных вибраций при бурении?

Возникновение скачкообразной вибрации при бурении зависит не только от долота, но и от условий бурения и систем бурения [3]. Факторы, которые влияют на возникновение торсионной вибрации, включают: тип породы, тип скважины, прилагаемую нагрузку на долото и скорость вращения долота, тип двигателя, тип роторной управляемой системы, конструкцию бурильной колонны и конструкцию долота [7, 12, 19]. В рамках данного анализа усилия были сосредоточены только на влиянии агрессивности долота на вызываемую режущим действием долота торсионную вибрацию [4].

Из анализа различных моделей выявлены три типа вызванных трением торсионных вибраций: вызванное трением бурильной трубы (псевдо), вызванное трением КНБК и вызванное трением долота [8].

Торсионная вибрация, вызванная трением бурильной колонны (псевдо), изображает типичное прерывистое вращение бурильной трубы, вызванное трением, при котором скорость вращения долота отлична от нуля в фазе подлипания. Этот тип вибрации называется «псевдо» [13, 17]. Псевдоторсионная вибрация часто наблюдается в горизонтальных скважинах, пробуренных с помощью двигателя. Во время бурения скорость вращения долота равна сумме скорости вращения шпинделя двигателя и скорости вращения бурильной трубы. Важной характеристикой является то, что поперечная вибрация почти одинакова в фазах прилипания и скольжения. Другими словами, нет никакой связи между осевыми и торсионными вибрациями. Этот факт указывает на то, что торсионная вибрация вызвана трением, а не режущим действием долота.

Торсионная вибрация, возникающая из-за трения КНБК со стенкой скважины, представляет собой типичную торсионную вибрацию КНБК, вызванную трением КНБК о стенки скважины, при котором долото свободно вращается над забоем и не режет породу. Между осевыми и крутильными колебаниями нет корреляции. Этот факт указывает на то, что торсионная вибрация вызвана именно трением, а не режущим действием долота. Чтобы долото вращалось, приложенный к долоту крутящий момент должен преодолевать силу трения, действующую на КНБК, и реактивный крутящий момент от режущего действия долота. Во многих случаях как трение, так и режущее действие способствуют возникновению торсионной вибрации на долоте [14].

Таким образом, возникающие торсионные вибрации, которые включают в себя все вышеперечисленные типы вибраций (бурильной колонны, КНБК, долота), имеют две общие характеристики: осевая вибрация возникает как в фазе залипания, так и в фазе скольжения; нет связи между осевыми и торсионными колебаниями. Эти две характеристики используются, чтобы определить, вызвана ли вибрация силой трения.

Во многих ситуациях сложно отделить торсионную вибрацию, которая возникает в результате резания породы долотом, от торсионной вибрации, вызванной трением. Фазу подлипания можно разделить на три части [18].

Реактивный крутящий момент долота отвечает за возникновение торсионной вибрации во время резания породы. Чтобы понять влияние агрессивности долота на торсионную вибрацию на долоте, необходимо понимать взаимосвязь между крутящим моментом долота и агрессивностью долота [16]. Как показано на рисунке 1, соотношение между нагрузкой на долото (WOB) и скоростью проходки (ROP), а также нагрузкой на долото (WOB) и крутящим моментом на долоте (TOB) даны для двух долот — долота **A** и долота **B** соответственно. Оба долота **A** и **B** имеют одинаковый размер. Из отношения «нагрузка на долото/скорость проходки», можно увидеть, что долото **B** более агрессивное, чем долото **A**, потому что долото **B** бурит быстрее. Однако для той же нагрузки на долото долоту **B** требуется больший крутящий момент. Другими словами, более агрессивное долото **B** требует большего крутящего момента, чем менее агрессивное долото **A**, если к долоту применяется заданная нагрузка на долото. Следовательно, более агрессивное долото будет с большей вероятностью вызывать торсионные вибрации, чем менее

агрессивное долото при той же нагрузке на долото. Это явление наблюдалось в работах [9—11, 15]. В их испытаниях более агрессивное и менее агрессивное долото использовались для бурения участка горной породы на глубину до 15 м при заданной нагрузке на долото и частоте вращения. Для каждого долота была построена карта стабильности в пространстве (нагрузка на долото — скорость вращения) путем изменения нагрузки на долото и скорости вращения соответственно. При той же нагрузке на долото более агрессивное долото было более склонным вызывать торсионные вибрации. Однако они также подтвердили, что изношенное долото (менее агрессивное) вызывает значительно большую торсионную вибрацию, чем новое долото (более агрессивное). Было отмечено, что менее агрессивное долото, которое имело ограничители глубины внедрения резцов (долото с DOCC), могло способствовать снижению торсионной вибрации.

С другой стороны, для той же скорости проходки (ROP) более агрессивное долото **Б** требует меньшей нагрузки на долото (WOB) и меньший

крутящий момент на долото (TOB). По сравнению с долотом **А** долото **Б** требует только 55% нагрузки на долото и 60% крутящего момента на долото при заданной скорости проходки. С этой точки зрения более агрессивное долото с меньшей вероятностью вызовет торсионные вибрации.

В бурении всегда необходим поиск максимальной скорости проходки путем изменения нагрузки на долото при заданных условиях бурения. Бурильщики склонны давать большие нагрузки на долото при бурении с менее агрессивным долотом, чем при бурении с более агрессивным долотом, чтобы обеспечить планируемую или большую скорость проходки. Если пласт можно пробурить с помощью как более агрессивного долота **Б**, так и менее агрессивного долота **А**, то для любой ожидаемой скорости проходки более агрессивное долото требует гораздо меньшей нагрузки на долото (WOB) и крутящего момента (TOB). Следовательно, более агрессивное долото будет в меньшей степени создавать торсионные вибрации. Этот факт объясняет, почему изношенное долото PDC было более склонным вызвать торсионные вибрации.

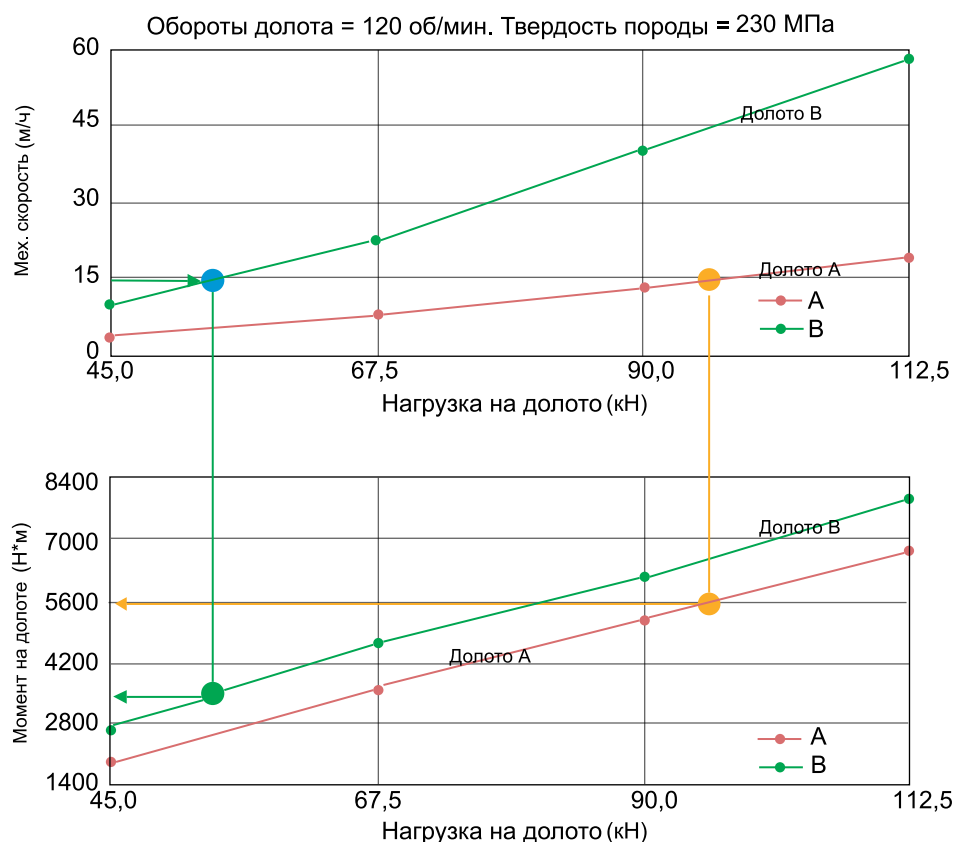


Рис. 1. Взаимосвязь WOB/ROP и WOB/TOB для долота А и долота Б (результаты модели взаимодействия «долото/порода»)

Fig. 1. WOB/ROP and WOB/TOB relationship for bit A and bit B (bit/rock interaction model results)

Таким образом, можно сделать вывод, что более агрессивное долото менее склонно к возникновению торсионных вибраций по двум причинам: меньший реактивный момент долота для заданной скорости проходки и меньшая требуемая нагрузка на долото при заданной скорости проходки.

Оценка эффективности бурения долота DE (drilling efficiency) определяется как:

$$DE = \frac{\sigma_{\text{rock}}}{E_s} \cdot 100\%, \quad (1)$$

$$E_s = \frac{WOB}{A} + \frac{120 \cdot \pi \cdot RPM \cdot TOB}{A \cdot ROP}, \quad (2)$$

где E_s — удельная энергия (МПа), A — площадь поперечного сечения скважины, пробуренной долотом (см²), σ_{rock} — прочность породы на сжатие (МПа), RPM — скорость вращения (об/мин).

В уравнении (2) первый член, WOB/A , очень мал по сравнению со вторым членом, и поэтому им можно пренебречь. Другими словами, следующий набор данных — RPM , ROP , TOB вносит основной вклад в E_s . В результате DE (эффективная буримость долота) обратно пропорциональна TOB для заданных оборотов вращения и прямо пропорциональна ROP и σ_{rock} . Более агрессивная режущая структура может привести к меньшему крутящему моменту и, как следствие, большей оценке DE. Обычно DE — это функция глубины резания.

Во многих ситуациях сложно отделить торсионную вибрацию, которая возникает в результате резания породы долотом, от торсионной вибрации, вызванной трением. Рисунок 2 изображает типичный пример торсионной вибрации, вызванной как силой трения, так и режущим действием долота. Фазу подлипания можно разделить на три части. В первой и третьей секциях присутствуют осевые и радиальные вибрации, что указывает на то, что торсионная вибрация в этих частях вызвана трением. Во второй секции отсутствуют осевые или радиальные вибрации, что указывает на то, что торсионная вибрация в этой секции вызвана режущим действием долота. Очевидно, что этот тип торсионной вибрации вызывается как трением, так и режущим действием.

Рисунок 3 показывает другой пример гибридной торсионной вибрации, вызванной сначала трением бурильной трубы (псевдо), а затем резанием породы долотом. В этом случае возникает псевдоторсионная вибрация, вызванная трением, за которым следует торсионная вибрация, вызванная режущим действием долота.

Среднее значение DE можно использовать для определения того, является ли агрессивность вооружения достаточной для уменьшения торсионной вибрации долота PDC, вызванной режущим действием. Агрессивность режущей структуры

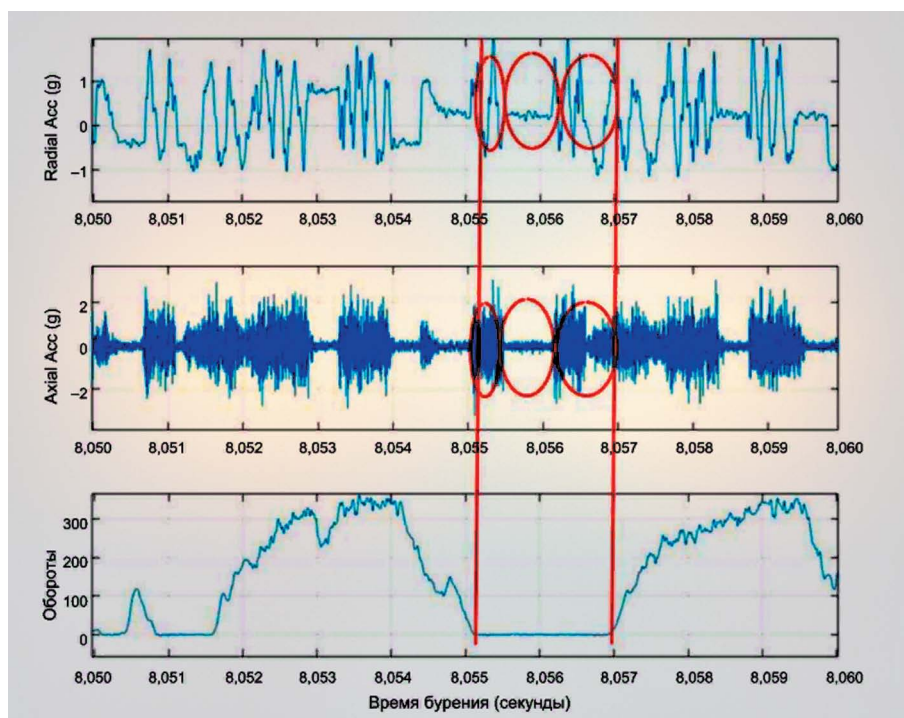


Рис. 2. Торсионная вибрация на долоте, вызванная трением и режущим действием долота

Fig. 2. Stick/slip vibration on the bit caused by friction and the cutting action of the bit

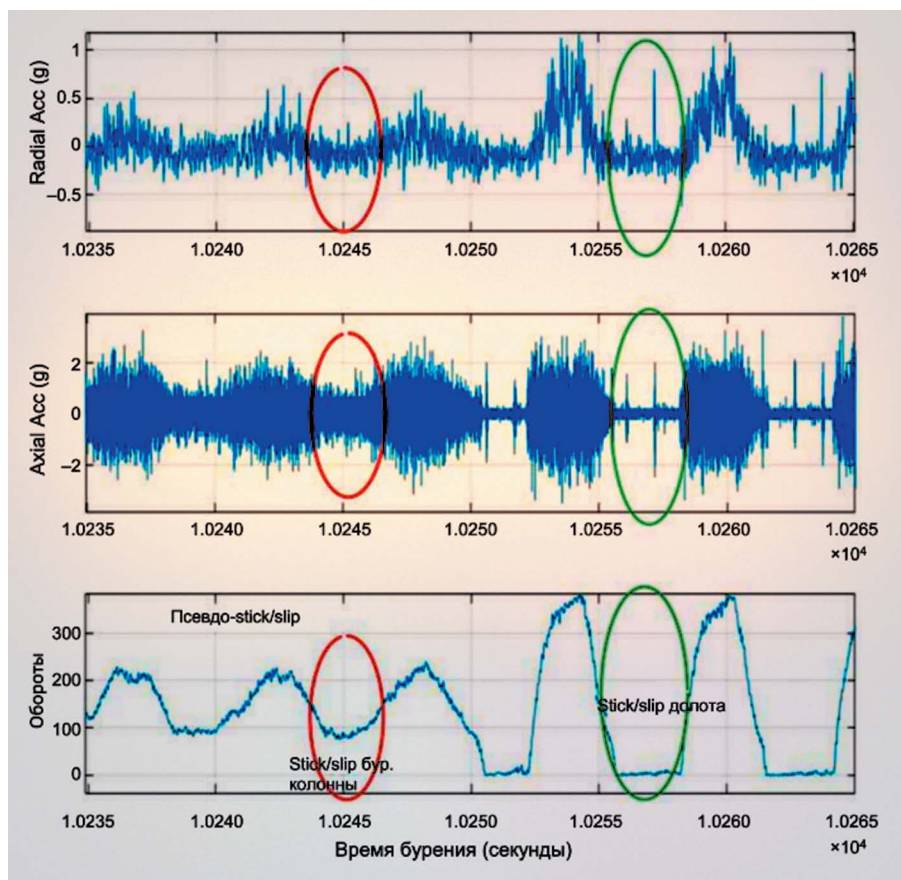


Рис. 3. Псевдоторсионная вибрация, вызванная трением буровой колонны, и торсионная вибрация, вызванная режущим действием долота

Fig. 3. Pseudo-stick/slip caused by drillstring friction and stick/slip caused by bit cutting action

долота PDC может быть представлена средней оценкой DE. На рисунке 4 изображена корреляция между вычисленным средним значением DE долота и возникновением торсионной вибрации, вызванной режущим действием долота. Пунктирная вертикальная линия представляет критическое значение DE долота ($DE = 45\%$). Для долот со значениями DE, превышающими 45%, торсионные вибрации, вызванные режущим действием долота, не возникали. Другими словами, если долото спроектировано с DE более 45%, то при бурении не должны возникать торсионные вибрации, вызванные режущим действием долота. Следовательно, долото должно быть спроектировано с DE не менее 45% для уменьшения торсионной вибрации, вызванной режущим действием долота.

Рисунок 5 показывает корреляцию между рассчитанной DE долота и торсионной вибрацией, вызванной трением КНБК и резанием породы долотом. Пунктирная вертикальная линия представляет критическое значение DE долота ($DE = 51\%$).

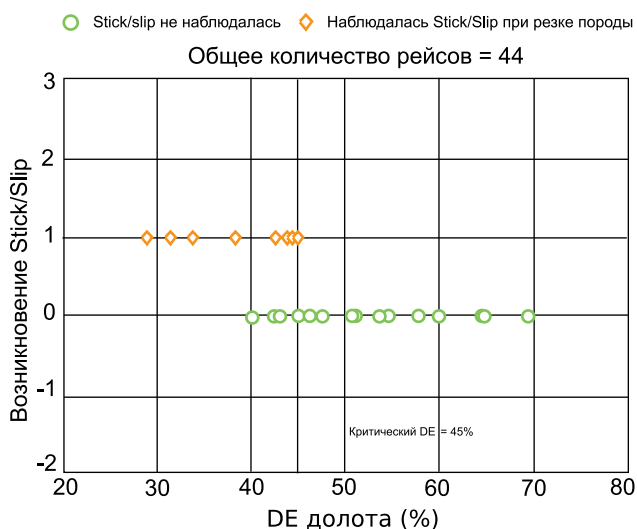


Рис. 4. Корреляция между DE долота и возникновением торсионных вибраций, вызванных режущим действием долота

Fig. 4. Correlation between bit DE and occurrence of Stick/slip vibrations caused by bit cutting action

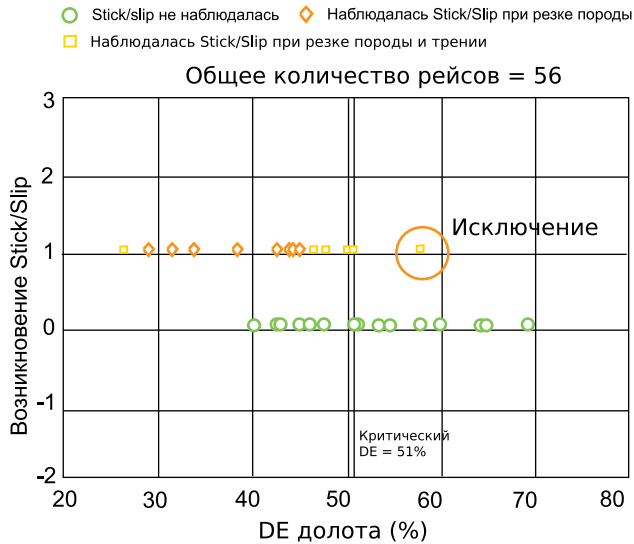


Рис. 5. Корреляция между DE и возникновением торсионной вибрации, вызванной трением и резанием долотом породы

Fig. 5. Correlation between DE and occurrence of Stick/slip vibration caused by friction and rock cutting by the bit

Как видно из рисунка, торсионных вибраций для долот с DE более 51% не наблюдалось, за исключением одного случая, которым можно пренебречь и его исключить. Другими словами, если долото спроектировано с DE более 51%, при бурении маловероятно возникновение торсионной вибрации, вызванной трением и режущим действием долота. Следовательно, долото PDC должно быть спроектировано с DE не менее 51% для уменьшения торсионных вибраций, вызванной силой трения и режущим действием долота.

Как описано выше, долота с большим значением DE помогают уменьшить торсионную вибрацию. Более высокие значения DE означают более высокую агрессивность. Общие правила повышения агрессивности долота PDC включают: уменьшение количества лопастей; уменьшение количества резцов; увеличение размера резцов; уменьшение угла атаки резца; уменьшение размера фаски резца.

Режущая структура (основные и дублирующие резцы) долота PDC должна быть спроекти-

рована так, чтобы быть максимально агрессивной при ограниченной глубине внедрения зубцов в породу. Единственным ограничением в этом отношении является долговечность долота при бурении твердых пород. После того, как будет достигнута ограниченная глубина внедрения зубцов в породу, DOCC (depth-of-cut controller) должна начать контактировать с пластом, чтобы избежать чрезмерного зацепления резца с породой.

Результаты и обсуждение

1. Торсионная вибрация при бурении долотами PDC может быть вызвана трением бурильной колонной / КНБК со стволом скважины и режущим действием долота.

2. Возникновение осевой вибрации в фазе подлипания и связь между осевой и торсионной вибрациями можно использовать для определения того, вызвана ли торсионная вибрация трением или резанием породы долотом. Если нет связи между осевыми и крутильными колебаниями и осевая вибрация возникла в фазе подлипания, то торсионная вибрация вызвана трением. Если существует связь между осевыми и торсионными вибрациями и в фазе подлипания нет осевой вибрации, то торсионная вибрация вызывается режущим действием долота.

3. Высокая агрессивность долота способствует снижению торсионной вибрации долота, вызванной режущим действием долота.

Заключение

Маленький размер долота обычно имеет большее значение DE, а большой размер долота обычно имеет меньшее значение DE. Другими словами, долоту небольшого размера легче увеличить DE за счет изменения режущей конструкции, чем долоту большого размера. Для долот меньшего размера или долот большого размера критическое значение DE, указанное в этой работе (45 и 51%), возможно, потребует скорректировать. Более высокое критическое значение DE может использоваться для долот малого размера, а более низкое критическое значение DE может использоваться для долот большого размера.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алимова М.М., Машкова А.М., Соловьев Н.В. и др. Анализ природы дифференциальных прихватов и методов их эффективного предупреждения // Молодые — Научкам о Земле: тезисы докладов X Междунар. науч. конф. молодых ученых. В 7 т. Москва, 31 марта 2022 года. М.: РГГУ им. С. Орджоникидзе, 2022. С. 172—176.
2. Борисов К.А., Третьяк А.А., Сидорова Е.В. Влияние вибраций на прочностные свойства буровых долот, армированных PDC // Разведка и охрана недр. 2019. № 12. С. 33—37.
3. Мешков С.В., Третьяк А.А., Сидорова Е.В. К

- вопросу уменьшения коэффициента трения при бурении скважин // Молодые — Научкам о Земле: мат-лы IX Междунар. науч. конф. молодых ученых. В 7 т. Москва, 23 октября 2020 года. М.: РГГУ им. С. Орджоникидзе, 2020. С. 231—233.
4. Шихбабаева Е.Г., Соловьев Н.В., Машкова А.М. и др. Инклинометр МГРИ — Вибрации во время бурения // Молодые — Научкам о Земле: тезисы докладов X Междунар. науч. конф. молодых ученых. В 7 т. Москва, 31 марта 2022 года. М.: РГГУ им. С. Орджоникидзе, 2022. С. 300—304.
 5. Bailey J.R., Payette G. S., Wang L. Improved Methods to Understand and Mitigate Stick-Slip Torsional Vibrations // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. — OnePetro, 2018.
 6. Chen S., Grosz G., Anderle S., et al. The Role of Rock-Chip Removals and Cutting-Area Shapes in Polycrystalline-Diamond-Compact-Bit Design Optimization // SPE Drill & Compl. 2015. No. 30(40). P. 334—347.
 7. Chen S., Khlefat Y., Cleboski C., et al. A New Method of Backup-Cutter Layout To Extend Bit Life without Sacrificing Rate of Penetration // SPE Drill & Compl. 2018. No. 33(2). P. 115—129.
 8. Dao N.H., Menand S., Isbell M. Mitigating and understanding stick-slip in unconventional wells // SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. — OnePetro, 2019.
 9. Detournay E., Richard T., Shepherd M. Drilling Response of Drag Bits: Theory and Experiment // Int J Rock Mech Mining Sci. 2008. No. 45(8). P. 1347—1360.
 10. Jain J. R. et al. Mitigation of torsional stick-slip vibrations in oil well drilling through PDC bit design: putting theories to the test // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — OnePetro, 2011.
 11. Jain J.R., Ricks G., Baxter B., et al. A Step Change in Drill-Bit Technology with Self-Adjusting Polycrystalline-Diamond-Compact Bits // SPE Drill & Compl. 2016. No. 31(4). P. 286—294.
 12. Ledgerwood L.W., Jain J.R., Hoffmann O.J., et al. Downhole Measurement and Monitoring Lead to an Enhanced Understanding of Drilling Vibrations and Polycrystalline Diamond Compact Bit Damage // SPE Drill & Compl. 2013. No. 28(3). P. 254—262.
 13. Macpherson J. D. et al. A Framework for Transparency in Drilling Mechanics and Dynamics Measurements // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — OnePetro, 2015.
 14. Richard T., Germy C., Detournay E. Self-Excited Stick-Slip Oscillations of Drill Bits // C R Me'canique. 2004. No. 332(8). P. 619—626.
 15. Richard T., Germy C., Detournay E. A Simplified Model To Explore the Root Cause of Stick-Slip Vibrations in Drilling Systems with Drag Bits // J Sound Vib. 2007. No. 305(3). P. 432—456.
 16. Schwefe T. et al. Development and testing of stick/slip-resistant PDC bits // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. — OnePetro, 2014.
 17. Shen Y. et al. The origin and mechanism of severe stick-slip // SPE annual technical conference and exhibition. — OnePetro, 2017.
 18. Sugiura J., Jones S. A Drill Bit and a Drilling Motor with Embedded High-Frequency (1600 Hz) Drilling Dynamics Sensors Provide New Insights into Challenging Downhole Drilling Conditions // SPE Drill & Compl. 2019. No. 34(3). P. 223—247.
 19. Wilson J.K., Whitacre T., Heisig G. High-Frequency At-Bit Measurements Provide New Insights into Torsional Dynamics when Drilling with Steerable Mud Motors in Unconventional Horizontal Wells // SPE Drill & Compl. 2019. No. 34(4). P. 414—425.

REFERENCES

1. Alimova M.M., Mashkova A.M., Solov'ev N.V. et al. Analysis of the nature of differential seizures and methods of their effective prevention // Young — Earth Sciences: Proceedings of the IX International Scientific Conference of Young Scientists. In 7 vol. Moscow, 31.03.2022. Moscow: Russian State University for geological Prospecting, 2022. P. 172—176.
2. Borisov K.A., Tret'yak A.A., Sidorova E.V. Effect of vibrations on the strength properties of PDC-reinforced drill bits // Exploration and subsurface protection. 2019. No. 12. P. 33—37.
3. Meshkov, S.V., Tret'yak A.A., Sidorova E.V. On the issue of reducing the friction coefficient when drilling wells // Young — Earth Sciences: Proceedings of the IX International Scientific Conference of Young Scientists. In 7 vol. Moscow, 23.10.2020. Moscow: Russian State University for geological Prospecting, 2020. P. 231—233.
4. Shihbabaeva E.G., Solov'ev N.V., Mashkova A.M. et al. MGRI inclinometer — Vibrations while drilling // Young — Earth Sciences: Proceedings of the IX International Scientific Conference of Young Scientists. In 7 vol. Moscow, 31.03.2022. Moscow: Russian State University for geological Prospecting, 2022. P. 300—304.
5. Bailey J.R., Payette G. S., Wang L. Improved Methods to Understand and Mitigate Stick-Slip Torsional Vibrations // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. — OnePetro, 2018.
6. Chen S., Grosz G., Anderle S., et al. The Role of Rock-Chip Removals and Cutting-Area Shapes in Polycrystalline-Diamond-Compact-Bit Design Optimization // SPE Drill & Compl. 2015. No.30(40). P. 334—347.
7. Chen S., Khlefat Y., Cleboski C., et al. A New Method of Backup-Cutter Layout To Extend Bit Life without Sacrificing Rate of Penetration // SPE Drill & Compl. 2018. No. 33(2). P. 115—129.
8. Dao N.H., Menand S., Isbell M. Mitigating and understanding stick-slip in unconventional wells //

- SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. — OnePetro, 2019.
9. Detournay E., Richard T., Shepherd M. Drilling Response of Drag Bits: Theory and Experiment // Int J Rock Mech Mining Sci. 2008. No. 45(8). P. 1347—1360.
 10. Jain J.R. et al. Mitigation of torsional stick-slip vibrations in oil well drilling through PDC bit design: putting theories to the test // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — OnePetro, 2011.
 11. Jain J.R., Ricks G., Baxter B., et al. A Step Change in Drill-Bit Technology with Self-Adjusting Polycrystalline-Diamond-Compact Bits // SPE Drill & Compl. 2016. No. 31(4). P. 286—294.
 12. Ledgerwood L.W., Jain J.R., Hoffmann O.J., et al. Downhole Measurement and Monitoring Lead to an Enhanced Understanding of Drilling Vibrations and Polycrystalline Diamond Compact Bit Damage // SPE Drill & Compl. 2013. No. 28(3). P. 254—262.
 13. Macpherson J. D. et al. A Framework for Transparency in Drilling Mechanics and Dynamics Measurements // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — OnePetro, 2015.
 14. Richard T., Gernay C., Detournay E. Self-Excited Stick-Slip Oscillations of Drill Bits // C R Me ´canique. 2004. No. 332(8). P. 619—626.
 15. Richard T., Gernay C., Detournay E. A Simplified Model To Explore the Root Cause of Stick-Slip Vibrations in Drilling Systems with Drag Bits // J Sound Vib. 2007. No. 305(3). P. 432—456.
 16. Schwefe T. et al. Development and testing of stick/slip-resistant PDC bits // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. — OnePetro, 2014.
 17. Shen Y. et al. The origin and mechanism of severe stick-slip // SPE annual technical conference and exhibition. — OnePetro, 2017.
 18. Sugiura J., Jones S. A Drill Bit and a Drilling Motor with Embedded High-Frequency (1600 Hz) Drilling Dynamics Sensors Provide New Insights into Challenging Downhole Drilling Conditions // SPE Drill & Compl. 2019. No. 34(3). P. 223—247.
 19. Wilson J.K., Whitacre T., Heisig G. High-Frequency At-Bit Measurements Provide New Insights into Torsional Dynamics when Drilling with Steerable Mud Motors in Unconventional Horizontal Wells // SPE Drill & Compl. 2019. No. 34(4). P. 414—425.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Овезов Б.А. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Щербакова К.О. — провела анализ характеристик торсионных вибраций, вывела классификацию различий вибраций, выполнила перевод на английский язык и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Календарова Л.Р. — провела оценку эффективности бурения долота, провела корреляцию между предыдущим параметром и возникновением вибраций, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Романов П.А. — провел анализ различий осевой и торсионной вибраций и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Кузнецова Д.А. — внесла вклад в работу над оформлением текста, провела исследования модели Richard-Gernay-Detournay, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Batyr A. Ovezov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Ksenia O. Shcherbakova — conducted an analysis of the characteristics of stick/slip vibrations, derived a classification of vibration differences, performed an English translation, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Leili R. Kalendarova — made an evaluation of bit performance, made a correlation between the previous parameter and the occurrence of vibrations, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Pavel A. Romanov — performed an analysis of the differences between axial and torsional vibration and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Daria A. Kuznetsova — contributed to the paperwork, conducted research on the Richard-Gernay-Detournay model, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Овезов Батыр Аннамухамедович — старший преподаватель кафедры современных технологий бурения скважин ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: ovezovba@mgri.ru
тел.: +7 (922) 472-20-86
SPIN-код: 1806-6788
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0213-8137>

Щербакowa Ксения Олеговна — преподаватель кафедры современных технологий бурения скважин ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: sherbakovak@mgri.ru
тел.: +7 (922) 472-26-47
SPIN-код: 2966-3350
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2376-2839>

Календарова Лейли Рустамовна* — аспирант кафедры современных технологий бурения скважин ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: kalendarovalr@mgri.ru
тел.: +7 (977) 799-71-02
SPIN-код: 3291-4278
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5114-0853>

Романов Павел Анатольевич — преподаватель кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: romanovpa@mgri.ru
тел.: +7 (960) 300-32-66
SPIN-код: 5640-9573
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9870-7324>

Кузнецова Дарья Александровна — студентка 4-го курса кафедры современных технологий бурения скважин ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: dariyakuz@bk.ru
тел.: +7 (965) 271-41-72
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2830-771X>

Batyr A. Ovezov — Senior Lecturer of the Department of Modern Well Drilling Technologies, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: ovezovba@mgri.ru
tel: +7 (922) 472-20-86
SPIN-code: 1806-6788
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0213-8137>

Ksenia O. Shcherbakova — Lecturer of the Department of Modern Well Drilling Technologies, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23, Miklukho-Maklaya St., Moscow 117997, Russia
e-mail: sherbakovak@mgri.ru
tel.: +7 (922) 472-26-47
SPIN-code: 2966-3350
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2376-2839>

Leili R. Kalendarova* — Graduate student of the Department of Modern Well Drilling Technologies, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: kalendarovalr@mgri.ru
tel.: +7 (977) 799-71-02
SPIN-code: 3291-4278
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5114-0853>

Pavel A. Romanov — Lecturer of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: romanovpa@mgri.ru
tel.: +7 (960) 300-32-66
SPIN-code: 5640-9573
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9870-7324>

Daria A. Kuznetsova — 4th year student of the Department of Modern Well Drilling Technologies, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23, Miklukho-Maklaya St., Moscow 117997, Russia
e-mail: dariyakuz@bk.ru
tel.: +7 (965) 271-41-72
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2830-771X>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author