

УДК 622.24.051.64

## РЕЗЦЫ PDC С ВОГНУТОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ РЕЖУЩЕЙ ГРАНИ

Нескоромных Вячеслав Васильевич<sup>1</sup>,  
sovair@bk.ru

Попова Марина Сергеевна<sup>1</sup>,  
alleniram83@mail.ru

Комаровский Игорь Андреевич<sup>1</sup>,  
igorkomarovskij702@gmail.com

Лиу Баочанг<sup>2</sup>,  
liubc@jlu.edu.cn

<sup>1</sup> Сибирский федеральный университет,  
Россия, 660025, г. Красноярск, пр. им. газеты «Красноярский рабочий», 95.

<sup>2</sup> Университет Цзилинь,  
Китай, 130061, г. Чанчунь, ул. Химинжу, 938.

**Актуальность.** Вибрации бурового снаряда любого происхождения, возникающие в процессе бурения скважины, приводят к снижению качества проводимых работ. Известные методы борьбы с данным явлением осложнены технически и технологически. При бурении породоразрушающим инструментом типа PDC одной из причин возникновения поперечных колебаний бурового инструмента является низкий уровень сил трения рабочей грани резцов о горную породу. Современные возможности синтеза алмазного материала позволяют изготавливать PDC различной формы и размеров. Разработки в области создания конструкции резца PDC с вогнутой рабочей поверхностью способствуют развитию методов профилактики поперечных колебаний резца и как следствие снижению уровня вибрации всей буровой колонны.

**Цель:** разработка конструкции породоразрушающего инструмента типа PDC, способствующей гашению вибраций бурового снаряда.

**Объект:** особенности процесса взаимодействия горной породы с резцом PDC, обладающим вогнутой формой рабочей поверхности.

**Методы:** метод имитационного компьютерного моделирования, метод научного познания, аналитические исследования, анализ.

**Результаты.** Возникающие на вогнутой поверхности резца PDC усилия направлены на встречу друг другу и, противодействуя, предотвращают поперечное смещение бурового инструмента. Оптимальный угол вогнутости рабочей поверхности резца должен находиться в пределах от 104 до 155 градусов, именно такой интервал значений угла способствует созданию оптимальных условий производительности долота с сохранением антивибрационного эффекта. Конструкция резца PDC с вогнутой режущей поверхностью в виде конуса или сферы позволяет не только снижать вибрации инструмента, но и способствует очищению забоя и созданию зоны предразрушения горной породы перед резцом за счет энергии струи промывочной жидкости, что повышает эффективность разрушения горной породы.

### Ключевые слова:

Бурение, борьба с вибрациями, резец PDC, компьютерное моделирование, гидравлические процессы, горная порода.

### Введение

Благополучие протекания бурового процесса зависит от множества разнообразных факторов [1–32]. Так, механические колебания любой этиологии, сопутствующие бурению, не редко выступают причиной возникновения проблем при проходке скважин различного назначения. Устранение всевозможных, даже мельчайших, источников вибраций способствует повышению производительности и стабилизации направления бурения.

Одной из областей генерации поперечных колебаний является плоскость контакта породоразрушающего инструмента с породой. Причинами проявления радиальных вибраций в этой зоне являются: нестабильный режим бурения, неоднородность геологического разреза, наличие гидродинамических и других явлений, сложность системы силового воздействия на забой. В случае анизотропности перебуриваемых горных пород или наклонно-направленного бурения

такие колебания усиливаются. Вибрации подобного происхождения отражаются на формировании неправильных контуров ствола скважины, уровне отклонения от заданного направления, осложняют эксплуатацию забойных телеметрических систем, повышают уровень динамических ударных нагрузок на вооружение, сказываются на износостойкости бурового става. Помимо ухудшения качества сооружения скважин и контроля процесса бурения, такие вибрации ведут к снижению ресурса инструмента, что ухудшает экономические показатели буровых работ [6, 8, 9, 18, 20, 24].

### Постановка проблемы

Обычно гашения вибраций достигают путем регулирования режимов бурения или введения в промывочную жидкость реагентов, обладающих смазывающим эффектом. Однако такой способ борьбы влечет за собой снижение скорости бурения, экологическую угрозу или повышение энергоёмкости, что противо-

речит современным требованиям производства. Одним из хорошо зарекомендовавших себя методов борьбы и профилактики вибраций, возникающих в процессе бурения, является изменение конструктивных параметров применяемого бурового снаряда и его элементов [3, 5, 6, 15, 18, 20–24].

При проектировании бурового инструмента типа PDC особое внимание уделяют схеме размещения и форме резцов. Положительные результаты в борьбе с вибрациями имеет конструкция долота компании *Ulterro's New Counter Force Technology* [33]. Производители, опираясь на опыт ориентирования резцов PDC с целью повышения эффективности бурения, предложили новую технологию проектирования долот такого типа. PDC на торце долота устанавливаются так, чтобы два соседних резца рабочей гранью были повернуты навстречу друг другу [30]. Такая раскладка позволяет снижать поперечные колебания долота. Изготовитель утверждает, что, помимо стабилизации работы инструмента, конструкция долота *Ulterro* способствует направлению вибрационной энергии в пласт для повышения эффективности разрушения породы. Производительность применения долот *Ulterro* не вызывает сомнений, т. к. доказано бурением более 15 млн м в год. Согласно данным, опубликованным в журнале Международной ассоциации подрядчиков «*Drilling contractor*», применив долото *Ulterro*, на месторождении *Eagle Ford* (Техас) удалось установить рекорд по показателям скорости бурения (прирост составил около 41 %). При этом экономия получилась в 15 часов времени и 50000 долларов США [34].

Угол разворота резцов долот *Ulterro* навстречу друг другу незначительный, однако применение данной технологии размещения недоступно для изготовления многих типов породоразрушающего инструмента, особенно колонкового. В отличие от конструкций с традиционной схемой раскладки резцов PDC, технология *Ulterro* подразумевает изменение знака фронтального угла установки каждого последующего резца радиального ряда. Если первый резец имеет положительный фронтальный угол, то следующий – отрицательный, и так далее [30, 33].

Согласно многочисленным исследованиям [7, 11], резец, имеющий фронтальный угол отличный от нуля, прежде всего способствует очистке забоя. При разработке конструкции породоразрушающего инструмента подбирается такое значение угла, которое содействует механическому выходу шлама из-под резца. Причем в конструкции бескернового породоразрушающего инструмента отвод осуществляется только в направлении стенок скважины, а в конструкции колонкового есть возможность направлять разрушенную породу в двух направлениях: в сторону стенок скважины и керна [7, 16, 21]. Накопление твердой фазы перед резцом приводит к прижугу пластин PDC и нарушению качества бурения.

Научные исследования [7, 11] определили, что фронтальный угол установки резца PDC оказывает колоссальное влияние на повышение показателей процесса бурения. При оптимальном, в пределах от 5° до 10°, значении фронтального угла установки резца

можно добиться наиболее высоких показателей механической скорости бурения, одновременно снизив затраты мощности.

Согласно результатам научных работ [2, 11], скорость перемещения резца оказывает влияние на сопротивление его внедрению в породу. В зависимости от расположения резца скорость его перемещения по забою увеличивается в направлении от оси к стенкам скважины. При этом глубина внедрения резца в породу напрямую зависит от значения фронтального угла его установки. Согласно выражению [11]:

$$h = \sqrt{\left[ \frac{P_{oc} \sin \gamma_{ck} (1 - f \cdot \tan \gamma_n)}{\pi \sigma_{ck} \cos \varphi_p \tan \gamma_n \sqrt{d} (1 - \tan \varphi_n)} \right]^3},$$

где  $P_{oc}$  – осевое усилие;  $\gamma_{ck}$  – угол скола породы;  $f$  – коэффициент трения;  $\sigma_{ck}$  – предел прочности породы на скалывание;  $\varphi_p$  – фронтальный угол резца;  $\gamma_n$  – передний угол установки резца;  $d$  – диаметр резца;  $\varphi_n$  – угол внутреннего трения, повышение фронтального угла установки резца PDC ( $\varphi_p$ ) ведет к увеличению глубины резания–скалывания породы и как следствие к повышению показателя углубления за оборот.

Учитывая ранее полученные результаты, можно выделить следующие общие требования к армированию современного бурового инструмента резцами PDC: фронтальный угол установки резца PDC должен быть отличен от нуля; резец, расположенный на внешнем диаметре торца породоразрушающего инструмента, должен иметь наибольший фронтальный угол; оптимальным интервалом значений фронтального угла является предел от 5° до 10°; в буровых коронках скважинообразующий резец необходимо располагать в противоположном направлении кернообразующего.

Перечисленные рекомендации реализованы в конструкциях серийно-выпускаемого инструмента, например, производителем «Бирун-техно» [35], эффективность работы которых доказана промышленным внедрением. Также, придерживаясь перечисленных условий армирования инструмента, была спроектирована конструкция стабилизирующей антивибрационной коронки, разработанной группой ученых под руководством профессора А.А. Третьяка, актуальность которой подтверждена патентом на изобретение [16]. В геометрии данной коронки скважинообразующие резцы АТП (алмазные твердосплавные пластины) чередуются с кернообразующими. Каждая группа резцов фронтально развернута в противоположные друг относительно друга стороны. Стабилизирующая способность такой коронки объясняется тем, что каждый из ее резцов представляет собой элемент отдельной винтовой линии, а передний угол резцов находится в пределах от –5° до –15° [16].

Учитывая, что количество резцов на торце инструмента зависит от его диаметра, придерживаясь технологии *Ulterro*, выполнить перечисленные требования к армированию бурового инструмента резцами PDC затруднительно. Размещение PDC по методу *Ulterro* усложняется необходимостью попарного их ориентирования.

Одним из известных вариантов решения проблемы поперечных колебаний бурового инструмента является применение резцов PDC с рабочей поверхностью, содержащей вогнутые канавки, некоторые из которых имеют V-образный вид [31]. Разработчики такой формы резца ссылаются на то, что вогнутость поверхности способствует повышению сцепления и трения резца о забой, а также позволяет осуществлять сбалансированность усилий резания всех резцов, что является частой причиной возникновения вибраций. В отличие от технологии *Ulterra*, размещение таких резцов в буровом инструменте позволяет осуществлять гашение поперечных вибраций независимо от количества резцов в радиальном ряду, избегая необходимости их попарного ориентирования. К тому же, армируя инструмент такими резцами, без труда можно придерживаться рекомендуемых значений фронтальных и передних углов их установки. Однако очевидно, что резец с канавками на рабочей поверхности в определенных геологических условиях будет иметь склонность к зашламованию, что представляет главную опасность для алмазной пластины резца PDC.

На основании представленного опыта, отмечается необходимость разработки конструкции резца PDC, позволяющей предотвращать поперечные смещения инструмента, при этом обеспечивая эффективное разрушение горной породы и очистку забоя от шлама.

#### Методология

Проведем анализ взаимодействия резца PDC с горной породой в процессе бурения скважины. Стандартные резцы PDC состоят из плоского абразивного слоя поликристаллических алмазов – 1, твердосплавной подложки – 2 и корпуса резца – 3 (рис. 1). Буровое долото армируют резцами PDC фиксировано, гладкой режущей поверхностью в направлении резания–скалывания породы. При такой расстановке и форме резцов уровень сил трения на их рабочей грани довольно низкий, что приводит к возможности возникновения поперечных колебаний бурового инструмента.

Согласно механизму разрушения горных пород, резцом типа PDC, подробно описанным в научных работах [7, 11], на рабочем торце резца по направлению вращения инструмента образуется сила, реализуемая на резание–скалывание горной породы ( $R$ ) (рис. 1). Сила резания–скалывания  $R$  является результатом воздействия на резец осевой ( $P_{oc}$ ) и тангенциальной ( $F$ ) нагрузок. Доказано, что возможное изменение направления вектора усилия резания–скалывания в пределах пласта горной породы будет связано прежде всего с перераспределением областей сопротивления со стороны забоя и может изменяться в зависимости от величины и соотношения усилий  $P$  и  $F$  [11].

При установившемся режиме бурения (с постоянной глубиной внедрения резца в породу  $h$ ) равнодействующая усилия резания–скалывания породы ( $R$ ), создаваемая резцом, концентрируется под прямым углом к центру его режущей грани – 5 (рис. 1).

Таким образом, для концентрации разрушающей энергии в центре резца PDC и направления ее в пласт

с целью повышение эффективности разрушения достаточно вдоль всей поверхности его рабочей части создать вогнутое продольное углубления (рис. 2).

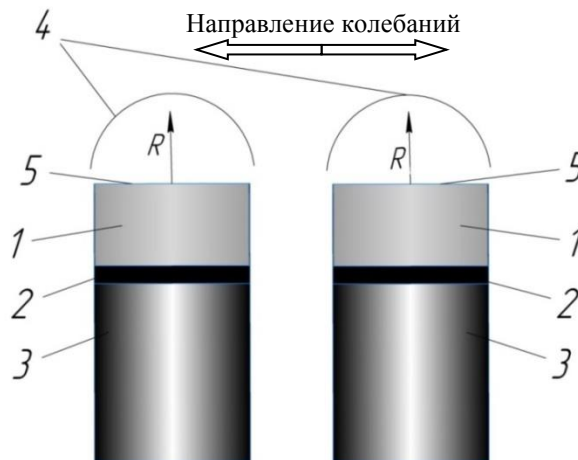


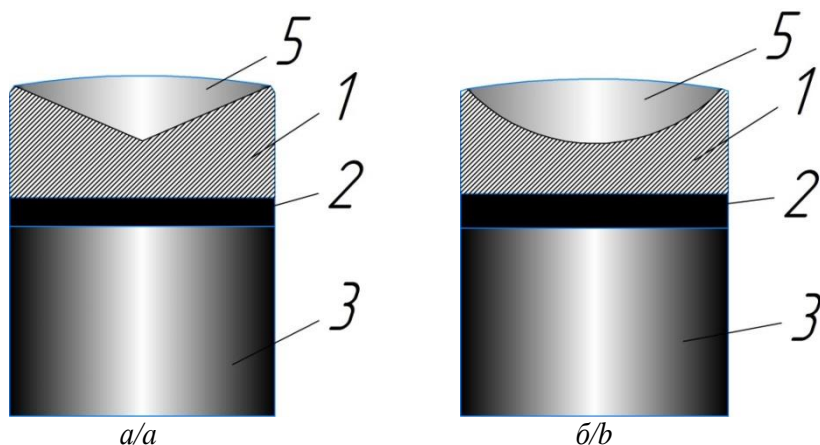
Рис. 1. Схема работы двух рядом расположенных резцов PDC (вид сверху): 1 – слой поликристаллических алмазов; 2 – твердосплавная подложка; 3 – корпус; 4 – пределы области разрушения породы;  $R$  – вектор усилия резания–скалывания породы; 5 – режущая поверхность

Fig. 1. Working diagram of two side-by-side PDC cutters (view from above): 1 – layer of polycrystalline diamonds; 2 – carbide substrate; 3 – case; 4 – limits of rock destruction area;  $R$  – vector of the cutting–shearing force of the rock; 5 – cutting surface

При бурении резцами с вогнутой формой режущей поверхности усилие резания–скалывания породы может разделиться на несколько векторов  $R_i$  ( $R = \sum R_i$ ), которые будут направлены навстречу друг другу (рис. 3). Противодействуя, усилия  $R_i$  предотвращают поперечные колебания резца и таким образом гасят вибрации инструмента. Однако это произойдет только в том случае, когда величина крайних векторов усилия  $R_1$  и  $R_2$  будет достаточна для стабилизации движения резца (рис. 3).

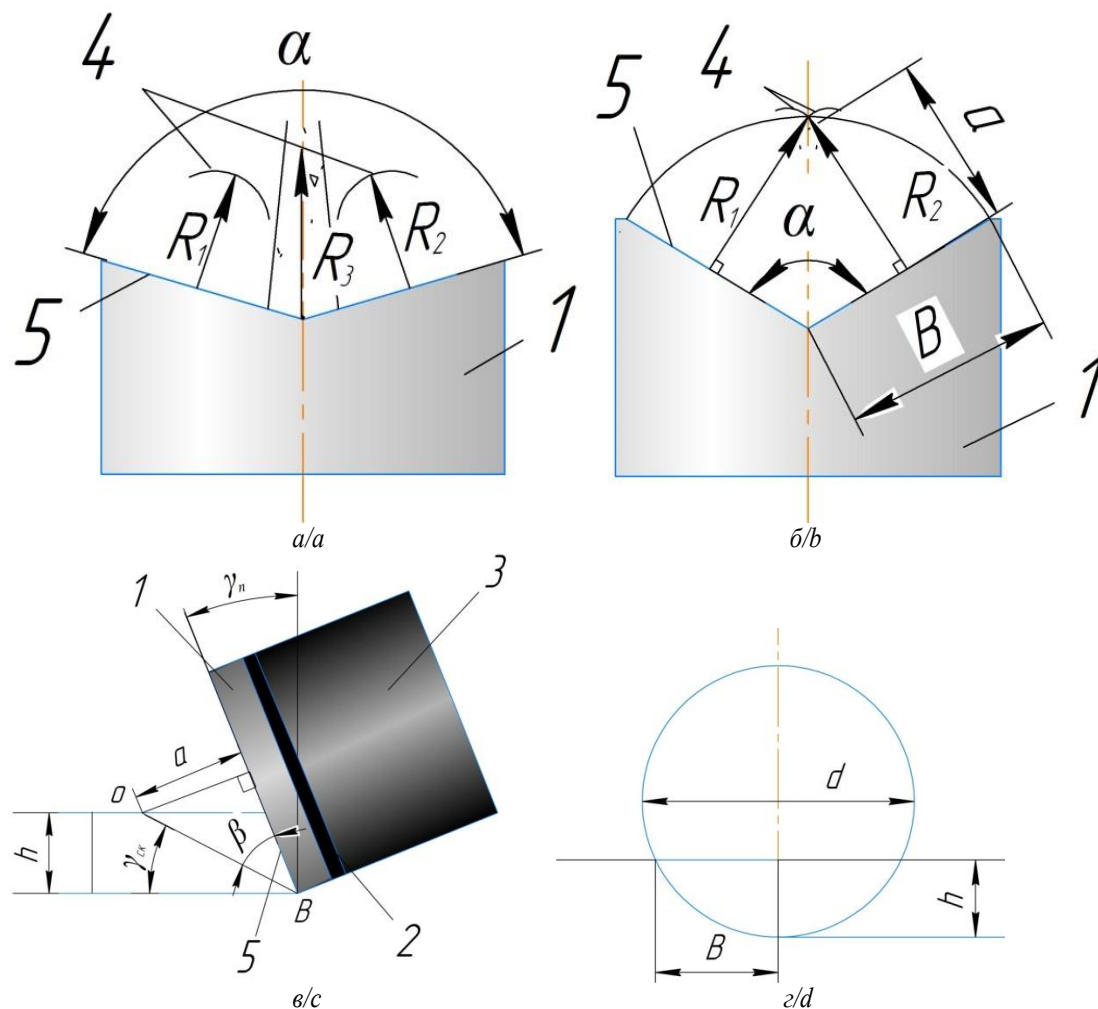
Если области разрушения породы – 4, созданные усилиями  $R_1$  и  $R_2$ , соприкоснуться не будут, в центральной части режущей грани – 5 возникнет еще один вектор усилия –  $R_3$ , необходимый для разрушения целика, оставшегося перед резцом. При  $R_3 > (R_1 + R_2)$  гашения колебаний может не произойти. Антивибрационный эффект гарантирован только в том случае, когда векторы усилия резания–скалывания  $R_1$  и  $R_2$  направлены так, что области разрушения породы – 4, возникшие от действия этих усилий, пересеклись или хотя бы имеют точку соприкосновения, находящуюся на линии, совпадающей с осью резца (рис. 3, б). В этом случае векторов будет два, а равенство этих сил ( $R_1 = R_2$ ) обеспечит гашение поперечных колебаний резца.

Регулирование распределения усилия резания–скалывания по режущей грани резца – 5 возможно путем изменения угла вершины ее вогнутости ( $\alpha$ ). Предложенное продольное углубление на рабочей поверхности резца PDC может быть выполнено в виде вогнутого конуса (рис. 2, а) или сферы (рис. 2, б).



**Рис. 2.** Конструкция резцов долота, режущая поверхность которых выполнена в виде: а) продольного конусного углубления; б) продольной вогнутой сферы: 1 – слой поликристаллических алмазов; 2 – твердосплавная подложка; 3 – корпус; 4 – область разрушения породы; 5 – режущая поверхность

**Fig. 2.** Design of the bit cutters, which cutting surface is made in the form of: a) longitudinal conical recess; b) longitudinal concave sphere: 1 – layer of polycrystalline diamonds; 2 – carbide substrate; 3 – case; 4 – rock destruction area; 5 – cutting surface



**Рис. 3.** Схема возможного распределения сил и геометрии PDC с продольным углублением на рабочей поверхности в виде вогнутого конуса: а, б) вид сверху; в) вид сбоку; г) вид со стороны режущей грани; 1 – слой поликристаллических алмазов; 2 – твердосплавная подложка; 3 – корпус; 4 – область разрушения породы; 5 – режущая поверхность

**Fig. 3.** Possible distribution of forces and PDC geometry with a longitudinal recess on the working surface in the form of a concave cone: a, b) view from above; c) side view; d) view from the side of the cutting edge; 1 – layer of polycrystalline diamonds; 2 – carbide substrate; 3 – case; 4 – rock destruction area; 5 – cutting surface

Согласно схеме (рис. 3, б), показывающей распределение сил при взаимодействии резца с породой, когда два вектора усилия резания–скалывания  $R_1$  и  $R_2$  направлены так, что области разрушения породы – 4 от действия этих усилий соприкасаются в точке, находящейся в плоскости, проходящей через ось резца, угол вершины вогнутого конуса можно определить по формуле:

$$\alpha = 2 \arctg \frac{2a}{B},$$

где  $a$  – длина вектора  $R$ ;  $B$  – длина образующей вогнутого конуса.

Геометрически проанализировав схему взаимодействия резца с породой на виде сбоку (рис. 3, в), имеем значения

$$a = OB \cdot \sin \beta,$$

$$\beta = 90^\circ - \gamma_{\text{СК}} - \gamma_{\text{П}},$$

$$OB = \frac{h}{\sin \gamma_{\text{СК}}}.$$

Следовательно, длину вектора  $R$  можно найти как:

$$a = \frac{\sin(90^\circ - \gamma_{\text{СК}} - \gamma_{\text{П}}) h}{\sin \gamma_{\text{СК}}}.$$

Длина образующей вогнутого конуса  $B$  будет зависеть от диаметра резца  $d$  и глубины резания–скалывания породы  $h$  (рис. 3, з) и составит

$$B = \sqrt{dh - h^2}.$$

Таким образом, угол вершины вогнутого конуса поверхности режущей грани резца (слоя поликристаллических алмазов), способствующий гашению поперечных колебаний, должен определяться по формуле:

$$\alpha = 2 \arctg \frac{2 \cdot h \cdot \sin(90^\circ - \gamma_{\text{СК}} - \gamma_{\text{П}})}{\sin \gamma_{\text{СК}} \cdot \sqrt{dh - h^2}}.$$

При заданной глубине внедрения резца в породу (по углублению за оборот), придерживаясь рекомендуемых значений углов его установки, можно определить оптимальный угол вогнутости режущей грани PDC.

**Таблица.** Результаты расчета угла вершины вогнутого конуса поверхности резца, способствующего гашению поперечных колебаний ( $\gamma_{\text{СК}} = 20^\circ$ ;  $\gamma_{\text{П}} = 20^\circ$ )

**Table.** Results of calculating the angle of the concave cone apex of the cutter surface, contributing to the damping of lateral vibrations ( $\gamma_{\text{СК}} = 20^\circ$ ;  $\gamma_{\text{П}} = 20^\circ$ )

$d$	$h$	$B$	$\alpha$ , град
мм/мм			
8	4	4	155,0
	2	3,5	137,5
13	6,5	6,5	155,0
	3	5,5	135,7
16	8	8	155,0
	4	7	137,5
	2	5	104,0
19	9,5	9,5	155,0
	5	8,4	139,0

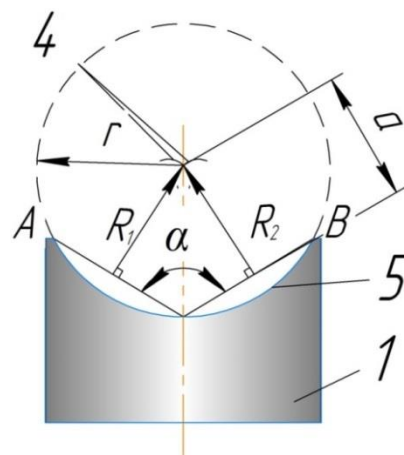
Серийно выпускаемые резцы PDC имеют следующий ряд диаметральных размеров: 8; 13; 16 и 19 мм.

Согласно результатам аналитических расчетов, представленных в таблице, для нормальной работы резца угол  $\alpha$  должен находиться в пределах от  $104^\circ$  до  $155^\circ$ .

В случае формы режущей поверхности в виде вогнутой сферы (рис. 4) радиус вогнутой поверхности также будет определяться значением угла  $\alpha$ . В соответствии со схемой (рис. 4), показывающей распределение сил при взаимодействии резца с породой, радиус вогнутой сферы  $r$  определяется как

$$r = \frac{AB}{2 \sin \frac{\alpha}{2}}.$$

На конструкцию долота, армированного резцами PDC с вогнутой режущей гранью, было получено решение о выдаче патента [36], что актуализирует проведение дальнейшего изучения работы резца такой геометрии на забое скважины.



**Рис. 4.** Схема для определения геометрических параметров резца, режущая поверхность которого выполнена в виде продольной вогнутой сферы

**Fig. 4.** Scheme for determining the geometric parameters of the cutter, which cutting surface is made in the form of a longitudinal concave sphere

Согласно ранее проведенным научным исследованиям [11–13], в процессе бурения в призабойной зоне образуется определенная «среда», представляющая собой смесь промывочной жидкости с разрушенной горной породой [12]. Качество «среды» определяется типом, свойствами породы и выбранного для бурения очистного агента. Гидродинамические процессы, сопутствующие бурению, формируют под рабочим торцом резца PDC три зоны давления [12, 13], размер области распространения которых зависит от параметров «среды» (плотности, вязкости и т. д.), характера циркуляции жидкости, а также от вида ориентирования резца в породоразрушающем инструменте. В зависимости от угла наклона PDC относительно забоя, «среда» может оказывать сопротивление внедрению резца в породу и способствовать предразрушению породы за счет энергии струи. Полученные результаты указывают на необходимость исследования гидродинамических процессов, возникающих на забое при бурении скважин буровым инструментом, армированным резцами PDC с вогнутой рабочей поверхностью.



По предварительной оценке, учитывая вогнутость формы режущей грани резца, при определенной оптимальной величине переднего угла установки ( $\gamma_n$ ) активизируется очистка забоя и повышается производительность бурения за счет целенаправленного движения струи жидкости в породе, при этом (в случае малых  $\gamma_n$ ) существует риск зашламования вогнутой части резца и создания дополнительного сопротивления «среды» внедрению резца в забой.

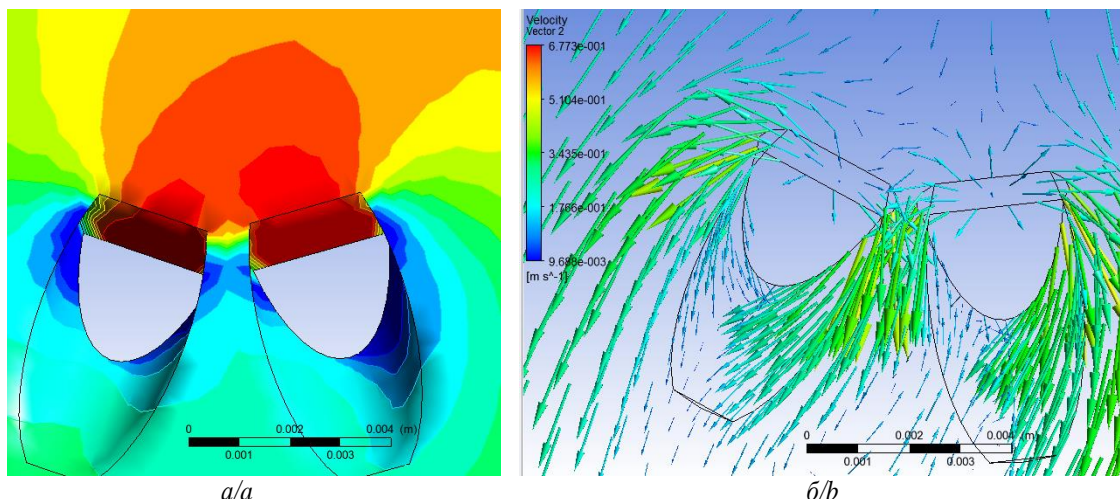
Область взаимодействия резца с породой – мелкогабаритная система исследования, для достоверного и доступного изучения гидродинамических процессов, протекающих под резцом PDC, принят метод компьютерного имитационного моделирования, хорошо зарекомендовавший себя при исследовании характера распределения давления в прозабойной зоне [1, 4, 17, 19, 26–29, 32].

#### Имитационное моделирование

Моделирование осуществлялось с применением метода конечных элементов. Для упрощения системы исследования модель состояла из доменов: резца,

призабойной зоны и промывочной жидкости. Для возможности сравнения на первом этапе произведено моделирование гидравлических процессов, протекающих при бурении долотом, армированным по технологии *Ultraterro*, и долотом, армированным резцами PDC, режущая поверхность которых выполнена в виде вогнутого конуса.

Согласно результатам компьютерного моделирования (рис. 5), при установки двух соседних PDC по технологии *Ultraterro* (навстречу друг к другу) зона максимального давления «среды» сосредотачивается между резцами, причем чем ближе располагаются резцы, тем величина давления больше. К тому же, малый зазор ведет к созданию местных сопротивлений, и такое гидробарическое состояние может привести к тому, что область между резцами омываться не будет. Учитывая, что фронтальное расположение резцов по технологии *Ultraterro* ведет к смещению шлама именно в межрезцовое пространство, здесь при определенных геологических условиях может образоваться «пробка» шлама, которая при накоплении приведет к прижигу.



**Рис. 5.** Результаты моделирования гидродинамических процессов, протекающих на забое скважины при бурении породоразрушающим инструментом, армированным резцами PDC по технологии *Ultraterro*: а) распределение зон давления в пределах двух смежных резцов (красным выделено максимальное значение); б) направление и скорость течения жидкости в пределах двух смежных резцов

**Fig. 5.** Results of simulation of hydrodynamic processes occurring at the bottom of the well when drilling with rock cutting tools reinforced with PDC cutters using *Ultraterro* technology: а) distribution of pressure zones within two adjacent incisors (maximum value is highlighted in red); б) direction and speed of fluid flow within two adjacent cutters

Так же как при бурении резцами PDC стандартной формы, под резцом с вогнутой поверхностью режущей грани наблюдается формирование зон, отличающихся по величине гидравлического давления (рис. 6). Изменение значения переднего угла ( $\gamma_n$ ) установки резца оказывает влияние на характер распределения зон давления под резцом. При этом, согласно результатам проведенного исследования и сравнительного анализа, степень влияния параметра  $\gamma_n$  больше при использовании резца с вогнутой режущей гранью, чем при бурении резцом с плоским торцом. К тому же, как показывают результаты имитационного исследования, при прочих равных условиях, вогнутость режущей грани способствует по-

нижению уровня значений давления. Так, при бурении в одинаковых условиях и армировании инструмента с передним углом установки PDC равным  $-25^\circ$  под резцом с вогнутой режущей гранью давление в 1,5–2 раза ниже, чем под стандартным плоским резцом (рис. 6, а, б). Аналогичная ситуация наблюдается и при меньших значениях переднего угла установки. При этом в случае армирования породоразрушающего инструмента резцами PDC с передним углом, равным  $-15^\circ$ , давление под резцом с вогнутой режущей поверхностью более чем в два раза ниже, чем под стандартным (рис. 6, в, г).

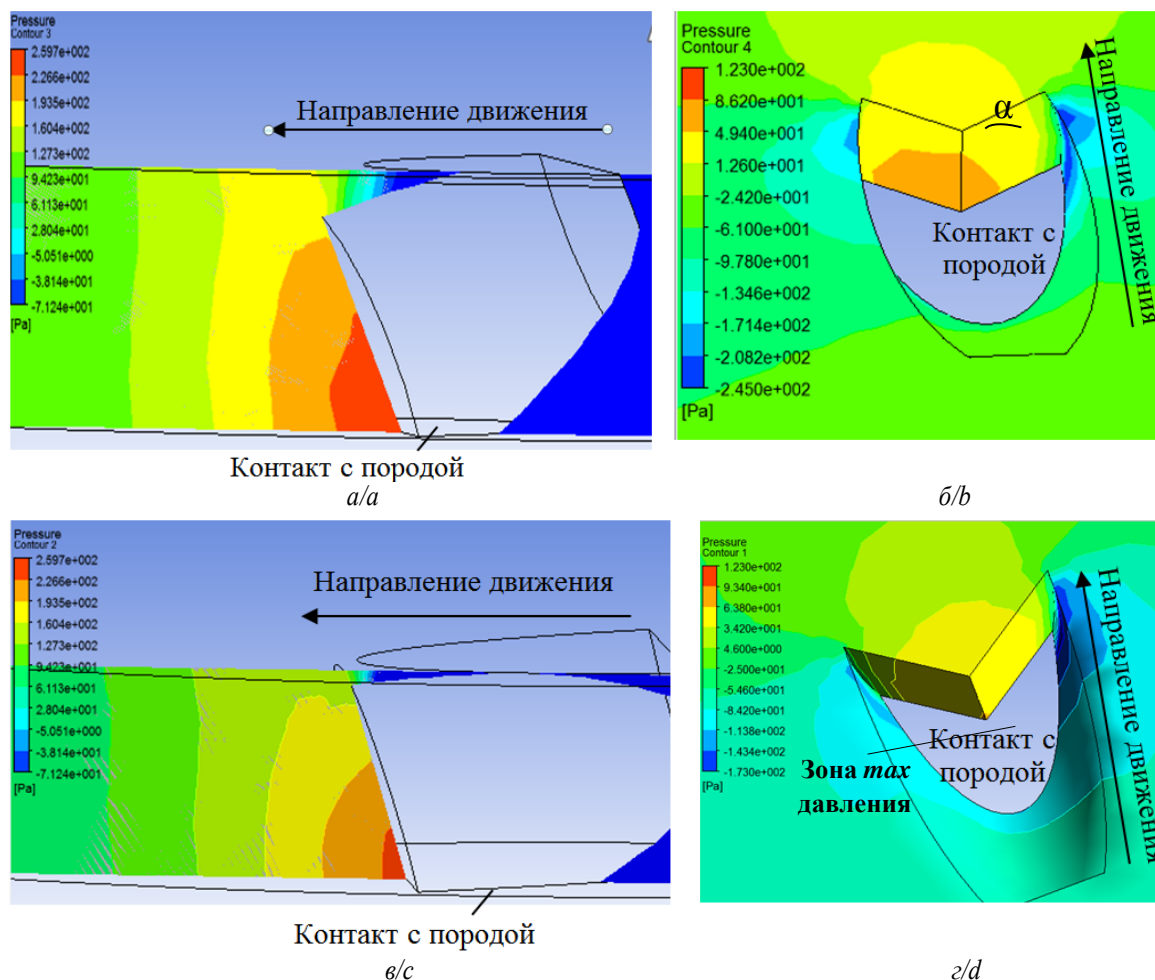
Вогнутость режущей грани всегда (при любых условиях бурения и армирования инструмента) спо-

способствует концентрации зоны высокого давления и максимального напора промывочной жидкости в центральной части рабочего торца PDC. С уменьшением значения переднего угла установки резца с вогнутой режущей поверхностью наблюдается тенденция смещения зоны максимального давления к точке пересечения плоскости вогнутости резца с плоскостью его контакта с породой (данные получены при изменении  $\gamma_n$  от  $-25^\circ$  до  $-15^\circ$ ) (рис. 6, б, г). Причем чем меньше угол вогнутости  $\alpha$ , тем больше величина давления и скорости течения жидкости в этой наиболее нагруженной (с точки зрения разрушающей способности) области резца. На рис. 7, а показано, как под резцом PDC с углом вершины вогнутого конуса  $\alpha$ , равным  $104^\circ$ , сформировались три зоны давления (красным обозначен участок с наибольшими показателями, желтым – с наименьшими). По залеганию изобар видно (рис. 7, а), что зона максимального давления располагается преимущественно вдоль вогнутости. При увеличении угла вершины вогнутого конуса до

$155^\circ$  давление под резцом падает на 30 %, а зона максимального давления приобретает менее сконцентрированный у линии вогнутости вид (рис. 7, б). При этом зона максимального давления сместилась ближе к контакту резца с породой.

Чем больше область распространения зоны максимального давления под резцом, тем больше вероятность образования сил сопротивления «среды» внедрению резца в породу. Вместе с тем точечная концентрация давления у забоя способствует проникновению жидкости в пласт с целью дополнительного его разобщения, что благоприятствует предразрушению забоя.

Увеличение угла  $\alpha$  при неизменном переднем угле установки резца позволяет смещать зону максимального давления жидкости ближе к плоскости контакта резца с породой, при этом площадь максимального давления жидкости на резец уменьшается, что с другой стороны способствует снижению сопротивления внедрению резца.

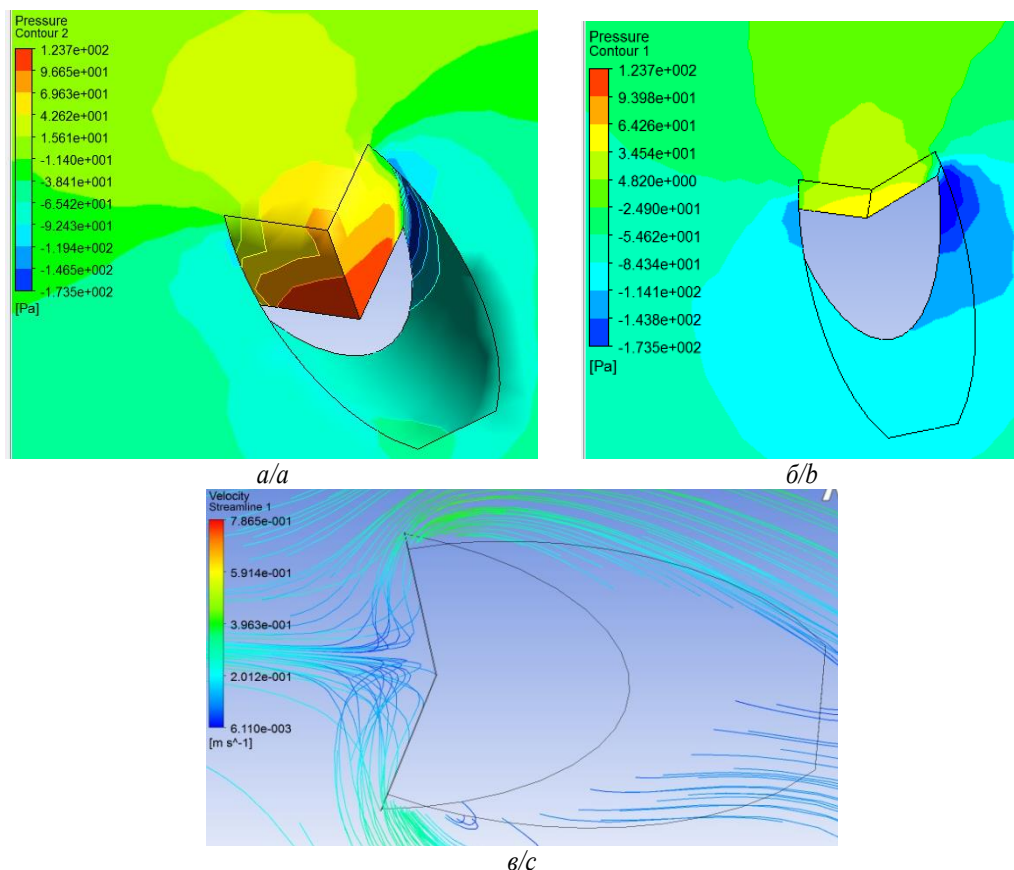


**Рис. 6.** Результаты моделирования гидродинамических процессов, протекающих в пределах резца PDC: а) стандартной формы с передним углом установки  $\gamma_n = -25^\circ$ ; б) с режущей поверхностью в виде вогнутого конуса с углом  $\alpha = 123^\circ$ ,  $\gamma_n = -25^\circ$ ; в) стандартной формы с передним углом установки  $\gamma_n = -15^\circ$ ; г) с режущей поверхностью в виде вогнутого конуса с углом  $\alpha = 123^\circ$ ,  $\gamma_n = -15^\circ$

**Fig. 6.** Simulation results of hydrodynamic processes occurring within the PDC cutter: а) standard shape with front mounting angle  $\gamma_n = -25^\circ$ ; б) with a cutting surface in the form of a concave cone with an angle  $\alpha = 123^\circ$ ,  $\gamma_n = -25^\circ$ ; в) standard shape with front mounting angle  $\gamma_n = -15^\circ$ ; г) with a cutting surface in the form of a concave cone with an angle  $\alpha = 123^\circ$ ,  $\gamma_n = -15^\circ$

Независимо от величины угла вогнутости  $\alpha$  основной объем жидкости, поступающей под резец, устремляется строго в центр режущей грани PDC, создавая там вихрь турбулентности. После встречи с породой струя промывочной жидкости разделяется на два равных противоположно направленных потока и далее движется за пределы резца, омывая боковые ча-

сти его рабочей поверхности (рис. 7, в). Изменяя угол  $\alpha$ , появляется возможность управления напором жидкости. Уменьшение величины  $\alpha$  способствует увеличению скорости течения под режущей гранью резца и как следствие повышению интенсивности проникновения жидкости в породу.



**Рис. 7.** Результаты компьютерного моделирования гидродинамических процессов, протекающих в пределах резца PDC с режущей поверхностью в виде вогнутого конуса ( $\gamma_n = -25^\circ$ ): а) распределение зон давления в случае, если угол вершины вогнутого конуса  $\alpha = 104^\circ$ ; б) распределение зон давления в случае, если угол вершины вогнутого конуса  $\alpha = 155^\circ$ ; в) линии тока промывочной жидкости в пределах резца PDC, угол вершины вогнутого конуса которого  $\alpha = 155^\circ$

**Fig. 7.** Results of computer simulation of hydrodynamic processes occurring within the PDC cutter with a concave cone cutting surface ( $\gamma_n = -25^\circ$ ): а) distribution of pressure zones in case the angle of the apex of the concave cone  $\alpha = 104^\circ$ ; б) distribution of pressure zones if the angle of the apex of the concave cone  $\alpha = 155^\circ$ ; в) flow lines of the flushing fluid within the PDC cutter, the angle of the apex of the concave cone of which  $\alpha = 155^\circ$

#### Обсуждение, выводы, предложения

Таким образом, применение резцов PDC с вогнутой режущей гранью обеспечивает гашение поперечных колебаний бурового снаряда и, устраняя воздействие на резец ударных нагрузок, увеличивает ресурс породоразрушающего инструмента. К тому же предложенная форма PDC с углублением на рабочей поверхности способствует направлению струи промывочной жидкости, поступающей из каналов долота, строго в центр режущей грани резца, что содействует охлаждению и улучшению очистки алмазной пластины резца от шлама в самой нагруженной ее части. Одновременно, путем регулирования углов ориентирования резца и угла вершины вогнутости его режу-

щей грани, можно добиться такого оптимального положения PDC, при котором интенсивное течение жидкости в зоне контакта резца с породой будет оказывать наименьшее давление на поверхность резца. При этом координация углов  $\alpha$  и  $\gamma_n$  должна согласовываться с геологическими условиями бурения. Если это необходимо, направлять струю жидкости в породу или наоборот, снижая давление, минимизировать сопротивление внедрению резца в породу.

Основные выводы:

1. Конструкция резца PDC с вогнутой режущей гранью позволяет армировать буровой породоразрушающий инструмент с соблюдением всех рекомендуемых значений углов его установки.



2. Оптимальный угол вогнутости рабочей поверхности резца, обеспечивающий гашение поперечных колебаний при эффективном разрушении горной породы, должен находиться в пределах от 104 до 155°.
3. При бурении в более мягких породах рекомендуется уменьшать угол вогнутости и увеличивать передний угол установки резца, что содействует образованию зоны предразмещения породы за счет энергии струи промывочной жидкости.

4. В породах, слабо подверженных разупрочнению жидкостью, рекомендуется применять резец с максимально возможным углом вогнутости и ориентировать его в инструменте с минимально возможным передним углом, что позволит повысить эффективность разрушения за счет внедрения резца в породу, своевременной очистки подрезочной зоны и снижения сопротивления «среды».

*Исследование выполнено при финансовой поддержке Красноярского краевого фонда поддержки научной и научно-технической деятельности.*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. A novel method for measuring and analyzing the interaction between drill bit and rock / X. Wang, Z. Wang, D. Wang, L. Chai // Measurement. – 2018. – V. 121. – P. 344–354.
2. Борисов К.И. Современные методы оценки сопротивления горных пород резанию-скалыванию при бурении долотами PDC: монография. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – 166 с.
3. Принципы конструирования и эксплуатации алмазного породоразрушающего инструмента / А.А. Буканов, Л.К. Горшков, А.И. Осецкий, Н.В. Соловьев // Разведка и охрана недр. – 2013. – № 7. – С. 44–49.
4. Detournay E., Richard T., Shepherd M. Drilling response of drag bits: theory and experiment // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2008. – V. 45 (8). – P. 1347–1360.
5. Двойников М.В., Куншин А.А. Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. – 2020. – № 4 (100). – С. 98–101.
6. Евсеев В.Д., Мавлютов М.Р. Пути повышения эффективности разрушения горных пород // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. – 2000. – Т. I. – С. 463–465.
7. Сверхтвердые материалы в геологоразведочном бурении: монография / П.В. Зыбинский, Р.К. Богданов, А.П. Загора, А.М. Исонкин. – Донецк: Норд-пресс, 2007. – 244 с.
8. Tonon F., Amadei B. Effect of elastic anisotropy on tunnel wall displacements behind a tunnel face // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2002. – V. 35 (3). – P. 141–160.
9. Башмур К.А., Петровский Э.А., Богачев В.В. Метод измерения вибраций скважинного инструмента при бурении скважин на нефть и газ // Автоматизация в промышленности. – 2019. – № 10. – С. 33–36.
10. Бессон А., Берр Б., Диллард С. Новый взгляд на режущие элементы буровых долот // Нефтегазовое обозрение. – 2002. – № 2. – С. 26–30.
11. Нескоромных В.В., Попова М.С., Баочанг Л. Разрушение горных пород при бурении скважин алмазным буровым инструментом: монография. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2020. – 268 с.
12. Нескоромных В.В., Попова М.С., Баочанг Л. Влияние среды призабойной зоны скважины на эффективность разрушения горной породы резцом PDC // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 9. – С. 119–127.
13. Нескоромных В.В., Попова М.С., Чихоткин А.В. Методика проектирования долот с резцами PDC, учитывающая динамические процессы резания-скалывания горной породы и сопротивление среды // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – Т. 7 (331). – С. 13–18.
14. Нескоромных В.В., Попова М.С. Основы системного подхода к проектированию бурового инструмента // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2018. – № 8. – С. 26–31.
15. Инновационные подходы к конструированию высокоэффективного породоразрушающего инструмента / А.Я. Третьяк, В.В. Попов, А.Н. Гроссу, К.А. Борисов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2017. – № 8. – С. 225–230.
16. Стабилизирующая кольцевая буровая коронка: пат. Рос. Федерация, № 2577351, заявл. 26.01.15, опубл. 20.03.16., Бюл. № 8. – 5 с.
17. Brook B. Principles of diamond tool technology for sawing rock // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2002. – V. 39 (1). – P. 41–58.
18. Снижение вибраций в процессе бурения путем совершенствования конструкции роддолот / Р.Р. Мингазов, Г.Г. Ишбаев, А.Г. Балута, А.Ю. Драган, В.У. Ямалиев // Бурение и нефть. – 2021. – № 4. – С. 14–17.
19. Сериков Д.Ю., Гафганов Р.Ф. Исследование напряженно-деформируемого состояния двух смежных центробежно-объемного-армированных зубьев вооружения шарошечного бурового инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 9. – С. 42–47.
20. Третьяк А.Я., Борисов К.А. Классификация поломок пластин PDC, вызываемых забойными вибрациями при бурении скважин // Результаты исследований – 2020: Материалы V Национальной конференции профессорско-преподавательского состава и научных работников ЮРГПУ (НПИ). – Новочеркасск, 2020. – С. 252–254.
21. Фролова М.С. Технологические особенности работы долот и коронок серии PDC при бурении геолого-разведочных скважин // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2016. – № 6. – С. 91–92.
22. Optimization model for polycrystalline diamond compact bits based on reverse design / Z. Ai, Y. Han, Y. Kuang, Y. Wang, M. Zhang // Advances in Mechanical Engineering. – 2018. – V. 10 (6). – P. 476–479.
23. Basarir H., Karpuz C. Preliminary estimation of rock mass strength using diamond bit drilling operational parameters // International Journal of Mining, Reclamation and Environment. – 2016. – V. 30 (2). – P. 145–164.
24. Che D., Zhu W.-L., Ehmann K.F. Chipping and crushing mechanisms in orthogonal rock cutting // International Journal of Mechanical Sciences. – 2016. – № 119. – P. 224–236.
25. Closed-form solution of stress state and stability analysis of wellbore in anisotropic permeable rocks / D.-P., Do N.-H. Tran, H.-L. Dang, D. Hoxha // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2019. – № 113. – P. 11–23.
26. Dong G., Chen P. 3D numerical simulation and experiment validation of dynamic damage characteristics of anisotropic shale for percussive-rotary drilling with a full-scale PDC bit // Energies. – 2018. – V. 11 (6). – P. 13–26.
27. Numerical investigations on the effect of ultra-high cutting speed on the cutting heat and rock-breaking performance of a single cutter / M. Gao, K. Zhang, Q. Zhou, H. Zhou, B. Liu, G. Zheng // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 190. – P. 107–120.
28. Hasan A.R., Kabir C.S. Wellbore heat-transfer modeling and applications // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – V. 96–97. – P. 109–119.
29. Huang H., Lecampion B., Detournay E. Discrete element modeling of tool-rock interaction I: rock cutting // International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics. – 2013. – № 37 (13). – P. 1913–1929.
30. Drill bit: Patent 2020/0149350 A1 US. Fil. 9.11.2019; Pub. Date: 14.05.2020.
31. Cutter having shaped working surface with varying edge chamfer: Patent 8739904 US. Fil. 10.12.2013; Publ. 03.06.2014.
32. Su O., Ali Akcin. Numerical simulation of rock cutting using the discrete element method // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2011. – V. 48 (3). – P. 434–442.

33. Брошюра «Strike, balance». Продукция Ulterra's New Counter Force Technology. URL: <https://ulterra.com/wp-content/uploads/2020/08/CounterForce-Brochure-2020.pdf> (дата обращения 12.11.2021).
34. Magazine of the international Association of Drilling Contractors. URL: <https://www.drillingcontractor.org/people-companies-products-32-23754> (дата обращения 12.11.2021).
35. Каталог товаров компании ООО «БИНУР-ТЕХНО». URL: [https://binur-tekhno.ru/pic/nom2/bur\\_koronki\\_11.jpg](https://binur-tekhno.ru/pic/nom2/bur_koronki_11.jpg) (дата обращения 12.11.2021).
36. Заявка на изобретение. URL: [https://fips.ru/registers-doc-view/fips\\_servlet](https://fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet) (дата обращения 12.11.2021)

Поступила 08.04.2022 г.

#### Информация об авторах

**Нескоромных В.В.**, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой технологии и техники разведки Института горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета.

**Попова М.С.**, кандидат технических наук, доцент кафедры технологии и техники разведки Института горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета.

**Комаровский И.А.**, аспирант кафедры технологии и техники разведки, Сибирский федеральный университета.

**Баочанг Л.**, профессор геоинженерии кафедры разведки и бурения, Университет Цзилинь.

## CONCAVE PDC CUTTER

Vyacheslav V. Neskoromnykh<sup>1</sup>,  
sovair@bk.ru

Marina S. Popova<sup>1</sup>,  
alleniram83@mail.ru

Igor A. Komarovskiy<sup>1</sup>,  
igorkomarovskij702@gmail.com

Liu Baochang<sup>2</sup>,  
liubc@jlu.edu.cn

<sup>1</sup> Siberian Federal University,  
95, Krasnoyarskiy rabochiy avenue, Krasnoyarsk, 660095, Russia.

<sup>2</sup> Jilin University,  
938, Ximinzhu street, Changchun, 130026, China.

**The relevance.** Vibrations of a drill string of any origin, arising while drilling a well, lead to a decrease in the quality of the work performed. The known methods of combating this phenomenon are technically and technologically complicated. When drilling with a PDC-type rock cutting tool, one of the reasons for the occurrence of lateral vibrations of the drilling tool is the low level of friction forces of the working edge of the cutters against the rock. Modern possibilities for the synthesis of diamond material make it possible to manufacture PDCs of various shapes and sizes. Developments in the field of creating a PDC cutter with a concave working surface contribute to the development of methods for preventing lateral oscillations of the cutter, and as a result, reducing the vibration level of the entire drill string.

**The purpose** of the research is to develop the design of the PDC-type rock cutting tool, which helps to damp the vibration of the drill string. **Methods:** method of computer simulation, method of scientific knowledge, analytical research, analysis.

**Results.** The forces arising on the concave surface of the PDC cutter are directed towards each other, counteracting and preventing lateral displacement of the drilling tool. The optimal angle of concavity of the working surface of the cutter should be in the range from 104 to 155 degrees, it is this range of angle values that contributes to the creation of optimal conditions for the performance of the bit while maintaining the anti-vibration effect. The design of the PDC cutter with a concave cutting surface in the form of a cone or sphere allows not only reducing tool vibrations, but also contributes to cleaning the bottom and creating a zone of pre-fracture of the rock in front of the cutter due to the energy of the jet of drilling fluid, which increases the efficiency of rock destruction.

#### Key words:

Drilling, vibration control, PDC cutter, computer simulation, hydraulic processes, rock formation.

The research was financially supported by the Krasnoyarsk regional fund of supporting scientific and technological activities.

#### REFERENCES

- Wang X., Wang Z., Wang D., Chai L. A novel method for measuring and analyzing the interaction between drill bit and rock. *Measurement*, 2018, vol. 121, pp. 344–354.
- Borisov K.I. *Sovremennyye metody otsenki soprotivleniya gornykh porod rezaniyu-skalyvaniyu pri burenii dolotami PDC. Monografiya* [Modern methods for assessing the resistance of rocks to cutting-chipping when drilling with PDC bits. Monograph]. Tomsk, TPU Publ. house, 2013. 166 p.
- Bukanov A.A., Gorshkov L.K., Osetskiy A.I., Soloviev N.V. *Printsipy konstruirovaniya i ekspluatatsii almaznogo porodora-zrushayushchego instrumenta* [Principles for the design and operation of diamond rock cutting tools]. *Razvedka i ohrana nedr*, 2013, no. 7, pp. 44–49.
- Detournay E., Richard T., Shepherd M. Drilling response of drag bits: theory and experiment. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2008, vol. 45 (8), pp. 1347–1360.
- Dvoynikov M.V., Kunshin A.A. Povyshenie effektivnosti bureniya naklonnykh i gorizontalnykh skvazhin [Improving the efficiency of drilling directional and horizontal wells]. *Business magazine NEFTEGAZ.RU*, 2020, no. 4 (100), pp. 98–101.
- Evseev V.D., Mavlyutov M.R. Puti povysheniya effektivnosti razrusheniya gornykh porod [Ways to increase the efficiency of rock destruction]. *Materialy regionalnoy konferentsii geologov Sibiri, Dal'nego Vostoka i Severo-Vostoka Rossii*, 2000, vol. I, pp. 463–465.
- Zybinsky P.V., Bogdanov R.K., Zakora A.P., Isonkin A.M. *Sverkhverdnye materialy v geologorazvedochnom burenii. Monografiya* [Superhard materials in exploration drilling: monograph]. Donetsk, Nord-press, 2007. 244 p.
- Tonon F., Amadei B. Effect of elastic anisotropy on tunnel wall displacements behind a tunnel face. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2002, vol. 35, no. 3, pp. 141–160.
- Bashmur K.A., Petrovsky E.A., Bogachev V.V. Metod izmereniya vibratsiy skvazhinnoy instrumenta pri burenii skvazhin na neft i gaz [Method for measuring vibrations of downhole tools when drilling oil and gas wells]. *Avtomatizatsiya v promyshlennosti*, 2019, no. 10, pp. 33–36.
- Besson A., Burr B., Dillard S. Reinventing drill bit cutters. *Oil and Gas Review*, 2002, no. 2, pp. 26–30.
- Neskoromniy V.V., Popova M.S., Liu Baochang. *Razrushenie gornykh porod pri burenii skvazhin almaznym burovym instrumentom. Monografiya* [Destruction of rocks when drilling wells with diamond drilling tools: Monograph]. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Publ., 2020. 268 p.
- Neskoromnykh V.V., Popova M.S., Liu Baochang. Influence of the near-wellbore zone environment on the efficiency of rock destruction with a PDC cutter. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 9, pp. 119–127. In Rus.
- Neskoromnykh B.B., Popova M.S., Chikhotkin A.V. Methodology for designing bits with PDC cutters, taking into account the dy-

- namic processes of cutting-chipping of rocks and the resistance of the environment. *Construction of oil and gas wells on land and sea*, 2020, vol. 7 (331), pp. 13–18. In Rus.
14. Neskoromnykh V.V., Popova M.S. Basics of a systematic approach to the design of drilling tool. *Construction of oil and gas wells on land and sea*, 2018, vol. 8, pp. 26–31. In Rus.
  15. Tretyak A.Ya., Popov V.V., Grossu A.N., Borisov K.A. Innovative approaches to the design of highly efficient rock cutting tools. *Gorny informatsionno-analiticheskiy byulleten*, 2017, no. 8, pp. 225–230. In Rus.
  16. Tretyak A.A., Litkevich Yu.F., Savenok O.V., Turovsky I.G. *Stabiliziruyushchaya burovaya koronka* [Stabilizing ring drill bit]. Patent RF, no. 2577351, 2016.
  17. Brook B. Principles of diamond tool technology for sawing rock. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2002, vol. 39 (1), pp. 41–58.
  18. Mingazov R.R., Ishbaev G.G., Baluta A.G., Dragan A.Yu., Yamaev V.U. Reducing vibrations while drilling by improving the design of the bit. *Drilling and oil*, 2021, no. 4, pp. 14–17. In Rus.
  19. Serikov D.Y., Gaffanov R.F. Investigation of the stress-strain state of two adjacent centrifugal-volume-reinforced teeth of the armament of a bit drilling tool. *Scientific-technical journal «Construction of oil and gas wells on land and sea»*, 2018, no. 9, pp. 42–47. In Rus.
  20. Tretyak A.Ya., Borisov K.A. *Klassifikatsiya polomok plastin PDC, vyzvayemykh zaboynymi vibratsiyami pri burenii skvazhin* [Classification of PDC plate fractures caused by downhole vibrations during well drilling]. Rezultaty issledovaniy – 2020. Materialy V Natsionalnoy konferentsii professorsko-prepodavatelskogo nauchnykh rabotnikov YuRGPU (NPI) [Research results – 2020. Materials of the V National Conference of the teaching staff and researchers of the YRSPU (NPI)]. Novocherkassk, 2020. pp. 252–254.
  21. Frolova M.S. Technological features of the operation of drill bits and drill crowns of PDC series in boring of geological prospecting wells. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*, 2016, no. 6, pp. 91–92. In Rus.
  22. Ai Z., Han Y., Kuang Y., Wang Y., Zhang M. Optimization model for polycrystalline diamond compact bits based on reverse design. *Advances in Mechanical Engineering*, 2018, vol. 10 (6), pp. 476–479.
  23. Basarir H., Karpuz C. Preliminary estimation of rock mass strength using diamond bit drilling operational parameters. *International Journal of Mining, Reclamation and Environment*, 2016, vol. 30 (2), pp. 145–164.
  24. Che D., Zhu W.-L., Ehmann K.F. Chipping and crushing mechanisms in orthogonal rock cutting. *International Journal of Mechanical Sciences*, 2016, no. 119, pp. 224–236.
  25. Do D.-P., Tran N.-H., Dang H.-L., Hoxha D. Closed-form solution of stress state and stability analysis of wellbore in anisotropic permeable rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2019, vol. 113, pp. 11–23.
  26. Dong G., Chen P. 3D numerical simulation and experiment validation of dynamic damage characteristics of anisotropic shale for percussive-rotary drilling with a full-scale PDC bit. *Energies*, 2018, vol. 11 (6), pp. 13–26.
  27. Gao M., Zhang K., Zhou Q., Zhou H., Liu B., Zheng G. Numerical investigations on the effect of ultra-high cutting speed on the cutting heat and rock-breaking performance of a single cutter. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, July 2020, vol. 190, article no. 107120.
  28. Hasan A.R., Kabir C.S. Wellbore heat-transfer modeling and applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, vol. 96–97, pp. 109–119.
  29. Huang H., Lecampion B., Detournay E. Discrete element modeling of tool-rock interaction I: Rock cutting. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 2013, no. 37 (13), pp. 1913–1929.
  30. Silveus J.A., Skinner A.H., Chrest B. *Drill bit*. Patent 2020/0149350 A1 US, 2020.
  31. Yuelin Shen, Youhe Zhang, Kristiansen S.S. *Cutter having shaped working surface with varying edge chamfer*. Patent 8739904 US, 2014.
  32. Su O., Ali Akcin. Numerical simulation of rock cutting using the discrete element method. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2011, vol. 48 (3), pp. 434–442.
  33. Brochure «Strike, balance». Products Ulterra's New Counter Force Technology. Available at: <https://ulterra.com/wp-content/uploads/2020/08/CounterForce-Brochure-2020.pdf> (accessed 12 November 2021).
  34. Magazine of the international Association of Drilling Contractors. Available at: <https://www.drillingcontractor.org/people-companies-products-32-23754> (accessed 12 November 2021).
  35. Katalog tovarov kompanii «BINUR-TEKHNO» [Product catalog of the company «BINUR-TEKHNO» LLC]. Available at: [https://binur-tekhno.ru/pic/nom2/bur\\_koronki\\_11.jpg](https://binur-tekhno.ru/pic/nom2/bur_koronki_11.jpg) (accessed 12 November 2021).
  36. Zayavka na izobretenie [Application for an invention]. Available at: [https://fips.ru/registers-doc-view/fips\\_servlet](https://fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet) (accessed 12 November 2021).

Received: 8 April 2022.

#### Information about the authors

**Vyacheslav V. Neskoromnykh**, Dr. Sc., professor, head of the department of technology and equipment of investigation, Siberian Federal University.

**Marina S. Popova**, Cand. Sc., associate professor, Siberian Federal University.

**Igor A. Komarovskiy**, graduate student, Siberian Federal University.

**Liu Baochang**, professor, Jilin University.