

УДК 622.24.051.64

РАЗРАБОТКА ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА С РЕЗЦАМИ PDC

Нескоромных Вячеслав Васильевич¹,
sovair@bk.ru

Попова Марина Сергеевна¹,
alleniram83@mail.ru

Парахонько Елена Валерьевна¹,
89233499156@mail.ru

¹ Сибирский федеральный университет,
Россия, 660095, г. Красноярск, пр. им. газеты «Красноярский рабочий», 95.

Актуальность. При разработке инструмента для бурения скважин различного назначения основными критериями оптимизации являются повышение механической скорости и его ресурса. Особенно это актуально для породоразрушающего инструмента, предназначенного для бурения в изменяющихся горно-геологических условиях глубоких и наклонных скважин. В последнее время все чаще поднимается вопрос повышения универсальности и проходки бурового инструмента. Возможности в области создания искусственных материалов позволили создать современные буровые инструменты, обладающие выдающимися характеристиками. А опыт научных исследований закономерностей работы бурового инструмента показал, что конструктивные параметры инструмента оказывают влияние на его производительность. Разработка нового бурового инструмента ведется с учетом возможностей производства и опыта последних научных исследований. В настоящее время наиболее востребованным является инструмент, армированный резцами PDC. Аномальный износ режущей кромки резцов PDC является причиной преждевременной отработки инструмента. Возможность вращения резцов PDC вокруг своей оси создает условия их равномерного износа и как следствие приводит к увеличению ресурса бурового инструмента.

Цель: разработка высоко ресурсного породоразрушающего инструмента.

Объекты: причины повышения износа инструмента; конструктивные параметры инструмента с вращающимися при бурении резцами.

Методы: аналитические исследования, анализ.

Результаты. Повышение ресурса породоразрушающего инструмента возможно при обеспечении вращения резцов PDC. Возможность размещения максимального числа вращающихся резцов достигается углом наклона торцевой поверхности долота в 45°. При этом достигается максимальное значение усилия прижатия и максимальное совпадение плоскости действия углубления долота в скважине. Для обеспечения активного вращения резцов при бурении следует повышать фрикционные характеристики их боковой поверхности.

Ключевые слова:

Породоразрушающий инструмент, резцы PDC, износ резца, проскальзывание резца, буровой инструмент, повышение ресурса, крутящий момент, передаваемый на резец.

Введение

Основной проблемой строительства скважин различного назначения является необходимость их бурения в разнообразных горно-геологических условиях с высокой механической скоростью и ресурсом. Вопрос повышения ресурса и универсальности бурового инструмента крайне актуален, особенно при проходке протяженных глубоких скважин и скважин с горизонтальным окончанием. Современные технологии в области производства сверхтвердых искусственных и композитных материалов позволили создать современные буровые инструменты, обладающие выдающимися характеристиками [1–21].

Для твердых горных пород это долота и коронки с импрегнированной породоразрушающей матрицей, насыщенной мелкими искусственными алмазами и оснащенные сверхтвердыми алмазосодержащими вставками, что позволяет создать универсальный и высокоресурсный буровой инструмент [1, 9, 12–15].

Для эффективного бурения горных пород средней твердости в настоящий момент наиболее высокие результаты получены при использовании долот и коронок с термостойкими (TSP) резцами типа PDC

(polycrystalline diamante cutters). Использование долот с термостойкими резцами PDC позволяет получить высокие результаты [2–4, 10, 11, 17, 18, 20, 21].

В 2012 г. в Эвенкии успешно прошла отработка матричного PDC долота 215,9 мм серии *Tornado* производства компании DDI, США. Бурение осуществлялось винтовым гидродвигателем и ротором. Проходка на долото при средней скорости бурения 20 м/ч составила 1150 м до первой реставрации, максимальная скорость бурения достигала 40 м/ч [6].

В настоящее время наиболее востребованными буровыми инструментами при бурении нефтяных и газовых скважин в мягких породах, при наличии в них прослоев твердых горных пород, и породах средней твердости являются долота и расширители с резцами PDC. В геологоразведочном бурении ведущими компаниями значительный объем буровых работ также выполняется коронками с резцами типа PDC [3, 10, 11, 17, 18, 20].

Основными достоинствами бурового инструмента с резцами PDC являются высокие ресурс и механическая скорость бурения, повышение выхода керна [2–4, 10, 11, 17, 18, 20, 21]. При использовании в поро-

разрушающем инструменте резцов PDC особое значение имеет размещение резцов [2–4, 10, 11, 17, 18]. Резцы PDC имеют круглую цилиндрическую форму, удобную для расположения их в инструменте под необходимым углом и по заданной схеме, которая существенно влияет на эффективность разрушения породы (рис. 2). Известные конструкции породоразрушающего инструмента с резцами типа PDC [2–4, 7, 17, 20], как правило, состоят из корпуса с зафиксированными в рабочей части резцами PDC. Такие долота и коронки отличаются ремонтопригодностью, износостойкостью, высокими показателями механической скорости бурения. Например, PDC долота, в отличие от шарошечных, разрушают породу резанием, что намного эффективнее дробления–скалывания при разрушении горных пород средней твёрдости [6, 10, 18].

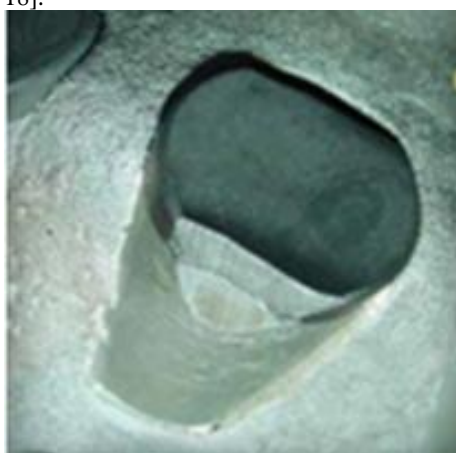


Рис. 1. Характер износа фиксированного резца PDC
 Fig. 1. Wear pattern of the fixed PDC cutter



a/a



b/b

Рис. 2. Резцы ONYX 360 компании Smiht Bits: а) в долоте; б) до установки в долото в собранном и разобранном виде

Fig. 2. Smiht Bits ONYX 360 incisors: a) in drill bit; b) before installation in the drill bit assembled and disassembled

Методика

Исследование износа долот с резцами PDC показывают, что резцы изнашиваются только фрагментами. К моменту снятия долот с работы поверхность резцов изношена в основном не более чем на четверть. При работе фиксированного резца PDC изнашиванию подвергается только нижняя, обращенная к забою, режущая кромка (рис. 1). По данным компании Smiht Bits, более 60 % долот типа PDC выходят из строя именно из-за сколов и износа нижней кромки резцов.

Компания Smiht Bits провела анализ причины выхода из строя и износа долот PDC с целью повышения ресурса бурового инструмента, учитывая отмеченную особенность износа пластин PDC, разработала долота с резцами ONYX 360 и ONYX II. Такие резцы установлены в наиболее нагруженных частях торца долота с возможностью вращения в процессе бурения на 360° (рис. 2).

При бурении долотами ONYX 360 по абразивному песчанику рост ресурса долота составил 57 %, а скорости бурения – 26 % [6, 8].

Сравнительные испытания резцов ONYX на износ показали, что по сравнению с фиксированными резцами аналогичной формы и размеров данные резцы существенно повышают возможности эффективной работы по разрушению горной породы. Например, установлено, что резцы ONYX могут выполнить 600 проходов по породе, тогда как фиксированные резцы – только около 100.

Исследование износа резцов долот типа PDC компанией Smiht Bits показало, что максимальный износ резцов долота происходит на интервале удаления от геометрического центра долота, который близок к внешнему диаметру долота, а точнее на интервале $0,77R_n$ от центра долота (рис. 3).

Аномальный износ связан с наиболее высокими сопротивлениями со стороны забоя, вызванными наибольшей и возрастающей от центра вращения долота к периферии линейной скоростью резцов долота.

Исходя из схемы размещения резцов, предложенной компанией Smiht Bits, на режущей лопасти долота размещаются два резца ONYX (рис. 4).

Резцы ONYX у долота диаметром 6 дюймов располагаются на расстоянии 1,8 и 2,3 дюйма от центра торца долота, что соответствует значениям $0,77R_n$ и $0,9R_n$ (рис. 3, 4). Данный интервал установки резцов соответствует отметке максимальной величины износа периферийных резцов долота, а вот интервал расстановки резцов от $0,77R_n$ в направлении к центру долота оказывается защищенным только фиксированными резцами. При расстановке вращающихся резцов в этом интервале можно добиться еще более существенного повышения ресурса долот.

Причины повышения износа резцов долота в направлении от центра к периферии состоят в росте сопротивления резанию–скалыванию горной породы резцами по мере повышения линейной скорости перемещения резцов, которая определяется зависимостью $v_{\text{л}} = 2\pi\omega R_d$, где ω – частота вращения долота, мин^{-1} ; R_d – размер радиуса торца долота от центра (0) к периферии (R_n).

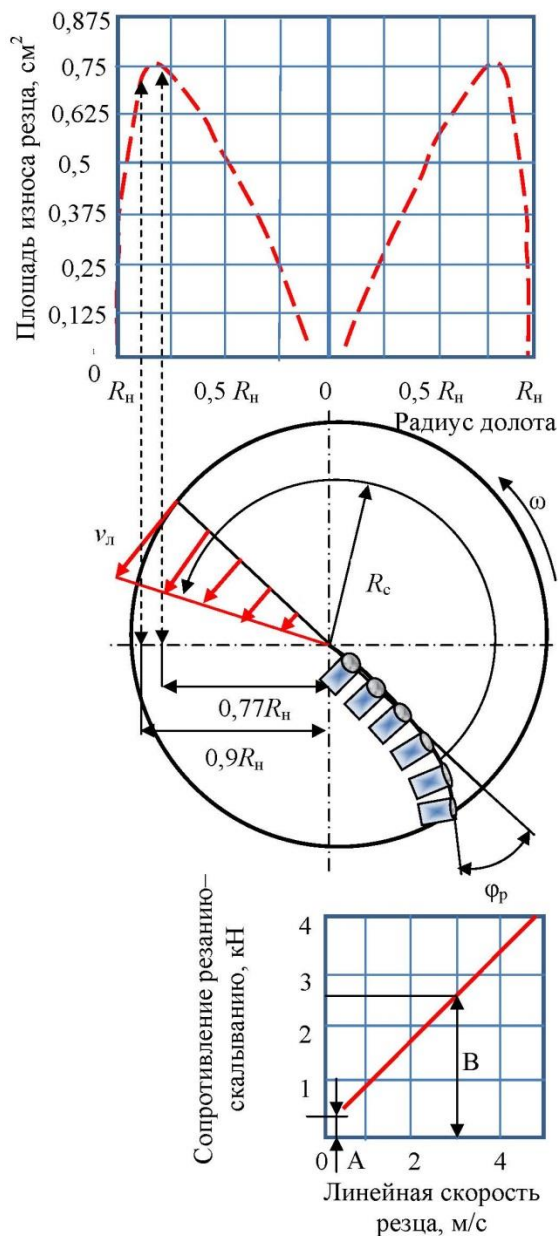


Рис. 3. Схема установки резцов на торце долота с учетом скоростей резания–скалывания породы и интенсивности изнашивания резцов

Fig. 3. Diagram of installation of incisors at the end of the bit, taking into account cutting speeds of spalling and the wear rate of incisors

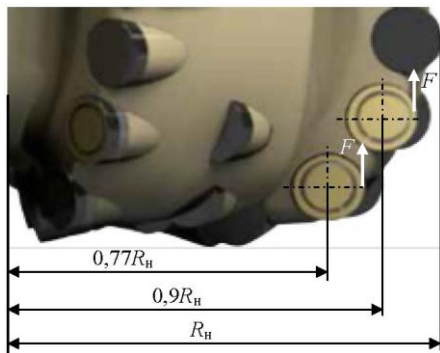


Рис. 4. Торцевая часть долота с резцами ONYX
Fig. 4. End part of the bit with cutters ONYX

Уравнение для расчета величины R_d , полученное при обработке экспериментальных данных, выглядит следующим образом:

$$R_d = 0,258 + 0,664 v_d + 0,021 v_d^2. \quad (1)$$

В соответствии с зависимостью (1) на рис. 3 представлен график, отражающий связь величины сопротивления резанию–скалыванию породы резцами по мере повышения линейной скорости резания и интенсивности изнашивания резцов, размещенных на различном расстоянии от центра торца долота.

Глубину резания–скалывания породы H можно определить формуле [6]:

$$H = \sqrt[3]{\frac{P_{oc} \sin \gamma_{ск} (1 - \mu \operatorname{tg} \gamma_n)}{\pi K_n \sigma_{ск} \cos \varphi_n \operatorname{tg} \gamma_n \sqrt{d} (1 - \operatorname{tg} \varphi_n)}}, \quad (2)$$

где $\gamma_{ск}$ – угол скалывания породы на передней грани резца, град; μ – коэффициент трения резцов о породу; γ_n – передний угол установки резца, град; $\sigma_{ск}$ – предел прочности горной породы на скалывание, Па; K_n – коэффициент, определяющий рост сопротивления резанию–скалыванию со стороны горной породы при повышении частоты вращения долота; φ_n – угол внутреннего трения в слоях деформируемой при разрушении горной породе, град; d – диаметр резца, м.

Как следует из формулы (2), изменчивость предела прочности горной породы на скалывание $\sigma_{ск}$ вследствие повышения линейной скорости перемещения резца может учитываться коэффициентом K_n , который в свою очередь определяется из графика на рис. 3.

Например, если изначально при линейной скорости 0 м/с значение сопротивления резанию–скалыванию равно А, а при линейной скорости 3 м/с – В, то коэффициент $K_n = B/A$. В соответствии со значениями на графике рис. 3 $K_n = 2,7/0,4 = 6,75$.

При повышении частоты вращения долота и линейной скорости резания–скалывания породы сопротивление резанию–скалыванию (предел прочности) будет увеличиваться, а значит, глубина резания–скалывания породы H снижаться.

Полученная зависимость (2) может использоваться при проектировании буровых долот с резцами PDC.

Возможность установки вращающихся при бурении резцов на удалении от внешнего радиуса долота является проблематичной при стандартной конструкции и форме торца долота, поскольку размещение вращающихся при бурении резцов на периферии торца связано с механизмом привода вращения резцов. Рассмотрим данный механизм с целью оптимизации формы торцевой части долота для размещения большего числа вращающихся резцов.

При углублении ствола скважины происходит продольное перемещение долота вдоль стенки ствола, что приводит к взаимодействию боковых резцов долота и резцов, размещенных на наклонной части торца долота, с горной породой.

Таким образом, продольное перемещение долота может привести к вращению резцов. Например, если механическая скорость бурения долотом типа PDC

равна v_6 , то при условии, что не происходит проскальзывания резца без вращения, частота вращения резца будет равна

$$\Omega = \frac{v_6}{2\pi r} K, \quad (3)$$

где r – радиус резца; K – коэффициент проскальзывания резца.

Учитывая высокую вероятность проскальзывания резца при продольном перемещении, частота вращения Ω может меняться от нуля до максимального значения, рассчитанного по формуле (3).

На рис. 5 показана возможная конструкция вращающегося при бурении резца PDC. Резец – 1 устанавливается внутри корпуса – 2 с фиксацией оси резца – 3 стопорными упругими кольцами – 4 в канавках на оси – 3 и внутренней поверхности корпуса – 2.

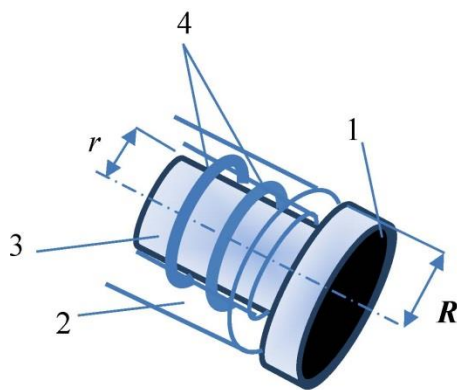


Рис. 5. Конструкция вращающихся вокруг своего центра резцов типа PDC: 1 – резец PDC; 2 – корпус; 3 – ось; 4 – стопорные упругие кольца

Fig. 5. Design of PDC type cutters rotating around its center: 1 – PDC cutter; 2 – housing; 3 – axis; 4 – lock elastic rings

Вращение резца происходит под действием крутящего момента, который можно определить по формуле (4)

$$M_{кр} = R \cdot F, \quad (4)$$

где R – радиус резца; F – усилие, проворачивающее резец при бурении, ориентированное вертикально вверх из точки контакта резца с боковой поверхностью ствола скважины.

Усилие F (рис. 4, 6) определяется усилием прижатия резца к боковой поверхности ствола скважины (стенке или участка забоя скважины) и коэффициентом трения (зацепления) резца о породу боковой поверхностью:

$$F = P_{oc} \cdot \mu \cdot \cos \alpha / N, \quad (5)$$

где P_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН; N – число резцов на торцевой части долота, воспринимающих осевую нагрузку; μ – коэффициент трения резцов о породу; α – угол наклона боковой поверхности торца долота, град.

Крутящий момент при этом будет равен:

$$M_{кр} = R \cdot P_{oc} \cdot \mu \cdot \cos \alpha / N. \quad (6)$$

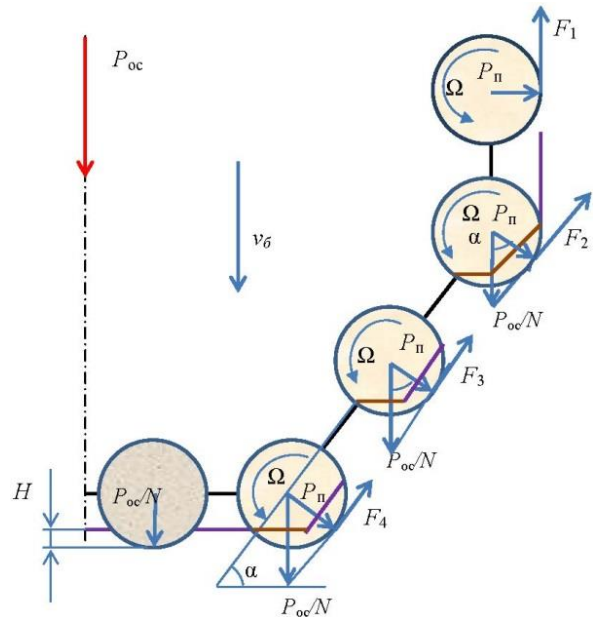


Рис. 6. Расчетная схема для определения условий вращения резцов типа ONYX: P_{oc} – осевая нагрузка на долото; N – число резцов на торце долота; H – глубина резания-скалывания породы; v_6 – скорость бурения; P_n – усилие прижатия резца к породе в стенке скважины или забоя; α – угол наклона торца долота

Fig. 6. Design scheme for determining the conditions of rotation of ONYX type cutters: P_{oc} – axial load on the bit; N – number of incisors at the bit face; H – depth of cutting-spallation of the rock; v_6 – drilling rate; P_n – the force of pressing the tool to the rock in the wall of the well or bottom hole; α – the angle of the bit face

Из формулы (6) следует, что для повышения вероятности проворачивания резца вокруг собственной оси можно улучшить фрикционные свойства боковой поверхности резца, например, за счет выполнения боковой поверхности резцов с насечкой или металлическим напылением, что позволит существенно поднять значение коэффициента трения резца о породу.

Проворачиванию резца вокруг своей оси будет препятствовать момент сопротивления, значение которого определяется по формуле (7):

$$M_c = r f F, \quad (7)$$

где r – радиус оси резца, м (рис. 5); f – коэффициент трения оси резца в корпусе резца.

Коэффициент проскальзывания резца может определяться через соотношение $M_{кр}/M_c$.

Из этого вытекает следующее. Для снижения проскальзывания резца следует повышать соотношение следующих параметров:

$$R\mu/rf \rightarrow \max. \quad (8)$$

Исходя из формулы (8) вращение резцов будет более эффективным при максимальном коэффициенте трения резца – 1 о породу (μ) и минимальном коэффициенте трения между осью – 3 и корпусом резца – 2 (f) (рис. 5). В данном случае за счёт более рациональной конструкции взаимодействующих при вращении резца элементов и повышенных фрикционных

свойств наружной поверхности резца можно получить лучший результат, а именно равномерное вращение резца вокруг своей продольной оси.

Для вращения резца вокруг собственной оси важнейшим параметром является скорость углубления долота (1).

При действии усилия F_i , где i – номер резца в соответствии со схемой на рис. 6, вдоль направления вектора скорости углубления v_6 наступают условия, максимально благоприятные с точки зрения реализации углубления (F_1). При этом величина усилия P_n будет минимальна, а значит условия для вращения резца все же неблагоприятные, поскольку усилие P_n может определяться только поперечными смещениями и прижатиями долота к стенке скважины.

При расположении резца на наклонной поверхности торца направление углубления долота v_6 и направление действия усилия F_i определяются через $\sin \alpha$.

Усилие прижатия резца к стенке скважины определяется через $\cos \alpha$ (5).

Таким образом, наиболее рациональным углом наклона торцевой части долота α будет поверхность, наклоненная под углом 45° . Именно при таком угле наклона поверхности долота будут максимальными: усилие прижатия P_n , усилие F , а также степень совпадения плоскости действия углубления долота в скважине и усилия F_i (рис. 7).

На рис. 8, а представлена схема бурового долота с вращающимися при бурении резцами типа PDC. Торцевая поверхность долота имеет наклон относительно оси корпуса 45° , что обеспечивает эффективную работу режущей части долота и позволяет размещать вращающиеся резцы по всей его рабочей поверхности. Вращение резцов при работе долота обеспечивается взаимодействием резцов – 3 со стенкой скважины, а резцов – 4 с наклонным участком забоя. Для повышения вероятности проворачивания резца вокруг собственной оси боковая поверхность резцов выполнена с повышенными фрикционными характеристиками за счет напыления твердого пористого металла, например карбида вольфрама, и оснащения

ребристой насечкой, ориентированной вдоль продольной оси резца.

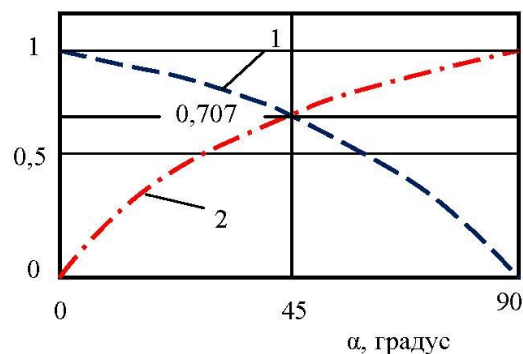


Рис. 7. Зависимость значений усилия F (линия 1), проворачивающего резец, под действием усилия прижатия резца к породе забоя и стенке скважины и вектора поступательного перемещения долота при углублении (линия 2)

Fig. 7. Dependence of the values of force F (line 1), turning the cutter, under the action of pressing the cutter to the rock face and the borehole wall and the vector of translational movement of the bit during recess (line 2)

Идею повышения ресурса породоразрушающего инструмента за счет обеспечения возможности вращения резцов PDC вокруг своей оси имеет смысл реализовать и при конструировании колонкового инструмента. Коронки такого типа (рис. 8, б) могут армироваться вращающимися круглыми резцами PDC за счет крепления на осях – 4 и 5, выполненных в форме кольца по периметру корпуса коронки. Для обеспечения формирования керна и разработки стенок скважины резцы устанавливаются на двух осях, расположенных по внешнему и внутреннему радиусу матрицы коронки. При бурении коронкой вращение скважинообразующих резцов – 1 будет обеспечиваться при взаимодействии их боковой поверхности со стенкой скважины, а вращение кernoобразующих резцов – 2 – с формируемым керном.

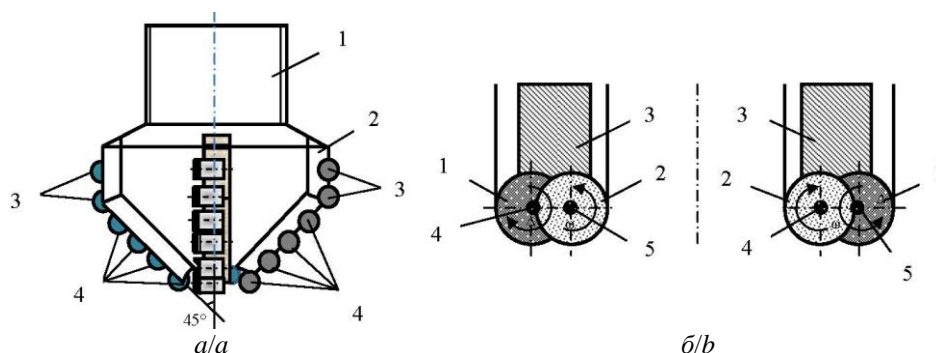


Рис. 8. Породоразрушающий инструмент с вращающимися при бурении резцами типа PDC: а) буровое долото: 1 – корпус с резьбой; 2 – матрица; 3 и 4 – вращающиеся резцы; б) буровая коронка: 1 – наружный скважинообразующий резец; 2 – внутренний кernoобразующий резец; 3 – матрица коронки; 4 – ось вращения внешних скважинообразующих резцов; 5 – ось вращения внутренних кernoобразующих резцов; 6 – элементы каркаса осей вращения резцов

Fig. 8. Rock cutting tool with PDC rotary cutters: а) drill bit: 1 – case with thread; 2 – matrix; 3 and 4 – rotating cutters; б) drilling crown: 1 – external cutter, that forms the walls of the borehole; 2 – internal cutter, that forms core; 3 – drill bit matrix; 4 – axis of rotation of the outer cutters; 5 – axis of rotation of the internal cutter; 6 – frame elements axes of rotation of the cutters

Предложенные конструкции обеспечивают активное проворачивание резцов вокруг своей оси в процессе углубления скважины, что снижает их износ и как следствие повышает ресурс породоразрушающего инструмента.

Выводы

1. Возможность вращения резцов PDC в процессе бурения вокруг продольной оси позволяет повысить ресурс породоразрушающего инструмента и среднюю механическую скорость бурения, поскольку более рационально используется режущая поверхность резцов, установленных в самой нагруженной части торца бурового инструмента, подвергающихся максимально интенсивному изнашиванию.
2. Наиболее рациональным углом наклона торцевой поверхности долота с вращающимися резцами, обеспечивающим максимальное значение усилия

прижатия и максимальное совпадение плоскости действия углубления долота в скважине, является угол в 45°, при котором имеется возможность размещения максимального числа вращающихся резцов в долоте.

3. Для снижения проскальзывания резца следует повышать фрикционные характеристики боковой поверхности резцов, что обеспечит возможность более активного вращения резцов при бурении, расположенных как на торцевой части долота, так и на боковой его поверхности. Последнее обстоятельство позволяет применить вращающиеся резцы также при разработке буровых коронок, у которых скважинообразующие резцы могут вращаться при взаимодействии со стенкой скважины, а кернаобразующие резцы – при взаимодействии с керном, поступающим внутрь коронок.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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.
2. Буровые долота с опорными элементами, обеспечивающими уменьшение выступания режущих элементов: пат. Рос. Федерация № 2421589; заявл. 14.12.06; опубл. 20.06.11, Бюл. № 17. – 23 с.
3. Режущие элементы бурового инструмента с закрепленными резцами, выполненные из синтетических алмазов, сформированных химическим осаждением из паровой фазы: пат. Рос. Федерация № 2638220; заявл. 18.11.13; опубл. 12.12.17, Бюл. № 35. – 22 с.
4. Placement of non-planar cutting element: Pat. U.S. № 20180320449A1; Filed: 30.04.18. Pub. Date: 08.11.18, Appl. No 16/009, 294. – 31 p.
5. Drill bit body construction: Pat. U.S. № 20180291691A1; Filed: 15.06.18. Pub. Date: 11.10.18; Appl. No 15/966,004. – p. 31.
6. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин. – М.: ИНФРА-М; Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2015. – 336 с.
7. Product Catalog. Smith Bits. A Schlumberger Company. 17-BDT-310907 Copyright 2018 Schlumberger. URL: <https://www.slb.com/-/media/files/smith/catalogs/bits-catalog> (дата обращения 18.01.2020).
8. Интегрированные системы и технологии. Каталог компании Schlumberger. URL: https://www.slb.ru/services/ipm/integratedservices_management/ (дата обращения 18.01.2020).
9. 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. – № 10 (6). – P. 1–12.
10. Нескоромных В.В., Борисов К.И. Аналитическое исследование процесса резания-скалывания горной породы долотом с резцами PDC // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 191–195.
11. Чулкова В.В. Метод выбора долот PDC для перемежающихся по твердости горных пород // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2015. – № 2. – С. 17–19.
12. 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.
13. 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. – № 11 (6). – P. 1285–1287.
14. Brook B. Principles of diamond tool technology for sawing rock // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2002. – № 39 (1). – P. 41–58.
15. Teale R. The concept of specific energy in rock drilling // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 1965. – № 2 (1). – P. 57–73.
16. 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.
17. Шарипов А.Н., Храмов Д.Г., Ковалевский Е.А. Оптимизация конструкций долот PDC, направленная на снижение времени бурения секции под эксплуатационную колонну // Бурение и нефть. – 2013. – № 6. – С. 42–43.
18. Борисов К.И. Актуальные научные и прикладные вопросы развития нового научного метода оценки свойств и эффективности динамического разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего типа «PDC» // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2010. – № 3. – С. 8–14.
19. Жентичка М.В. Применение PDC долот SmithBits (Schlumberger) при бурении скважин на Ванкорском месторождении // Инженерная практика. – 2012. – № 10. – С. 54–56.
20. Каматов К.А. Снижение торсионных колебаний буровой колонны с помощью новой конструкции долота PDC // Нефть и газ 2014: Сборник тезисов докладов 68-й международной молодежной научной конференции. – М., 14–16 апреля 2014. – М.: Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. – С. 146–147.
21. Ртищев К.М., Шарипов А.Н., Лозуков А.В. Принципы подбора долот PDC // Oil and Gas Eurasia. – 2009. – № 6. – С. 112–114.

Поступила 24.01.2020 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., старший преподаватель кафедры технологии и техники разведки Института горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета.

Парахонько Е.В., студент кафедры технологии и техники разведки Института горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета.

UDC 622.24.051.64

DEVELOPMENT OF ROCK CUTTING TOOL WITH PDC CUTTERS

Vyacheslav V. Neskoromnykh¹,
sovair@bk.ru

Marina S. Popova¹,
alleniram83@mail.ru

Elena V. Parakhonko¹,
89233499156@mail.ru

¹ Siberian Federal University,
95, Krasnoyarskiy rabochiy avenue, Krasnoyarsk, 660095, Russia.

Relevance. When developing a tool for drilling wells for various purposes, the main optimization criteria are the increase in mechanical speed and its resource. This is especially true for rock cutting tools intended for drilling in changing geological conditions of deep and inclined wells. Recently, the issue of increasing versatility and operation time of drilling tools has been increasingly raised. Opportunities in the field of creating artificial materials made it possible to develop modern drilling tools with outstanding characteristics. And the experience of scientific research on the patterns of operation of a drilling tool has shown that the design parameters of the tool affect its performance. By combining production capabilities and the experience of the latest scientific research, a new drilling tool is being developed. At present, the PDC tool is the most sought-after tool. Abnormal wear of the cutting edge of the PDC cutters causes deterioration tool cutting. The possibility of rotation of PDC cutters around its axis creates the conditions for their uniform wear and, as a result, leads to an increase in the life of the drilling tool.

The aim of the research is to develop a highly resource rock cutting tool.

Objects: causes of increased tool wear; tool design parameters with cutters that rotate.

Methods: simulation modeling, analytical studies, analysis.

Results. Increasing the resource of a rock-cutting tool is possible while ensuring the rotation of the cutters of the PDC. The possibility of placing the maximum number of rotating incisors is achieved by the 45° inclination angle of the bit end surface. This helps achieve the maximum value of the pressing force and the maximum coincidence of the plane of action of recess tool in the well. To ensure the active rotation of the incisors during drilling, the frictional characteristics of their lateral surface should be increased.

Key words:

Rock cutting tool, PDC cutters, cutter wear, cutter slippage, drilling tools, resource increase, cutter torque.

REFERENCES

1. 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.
2. Ganc T. *Burovye dolota s opornymi elementami, obespechivayushchimi umenshenie vystupaniya rezhushchikh elementov* [Drill bits with support elements to reduce the protrusion of the cutting elements]. Patent RF, no. 2421589, 2006.
3. Chzhan G., Nikson M.S. *Rezhushchie elementy burovogo instrumenta s zakreplennymi reztsami, vypolnennye iz sinteticheskikh almazov, sformirovannykh khimicheskimi osazhdeniyami iz parovoy fazy* [Cutting elements of the drilling tool with fixed cutters, made of synthetic diamonds, formed by chemical vapor deposition]. Patent RF, no. 2638220, 2011.
4. Youhe Zhang, Huiming Song. *Placement of non-planar cutting element*. Pat. U.S., no. 20180320449A1, 2018.
5. Youhe Zhang, Xiaoge Gan, Huiming Song. *Drill bit body construction*. Pat. U.S., no. 20180291691A1, 2018.
6. Neskoromniy V.V. *Razrushenie gornykh porod pri burenii skvazhin* [Rock destruction during drilling]. Moscow, INFRA-M Publ.; Krasnoyarsk, SFU Publ., 2015. 336 p.
7. *Product Catalog. Smith Bits*. A Schlumberger Company. 17-BDT-310907 Copyright 2018 Schlumberger. Available at: <https://www.slb.com/-/media/files/smith/catalogs/bits-catalog> (accessed 18 January 2020).
8. *Integrirovannye sistemy i tekhnologii. Katalog kompanii Schlumberger* [Integrated systems and technologies. Schlumberger company catalog]. Available at: https://www.slb.ru/services/ipm/integratedservices_management/ (accessed 18 January 2020).
9. 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, no. 10 (6), pp. 1–12.
10. Neskoromnykh V.V., Borisov K.I. Analytical study of rock cutting-spallation with chisels with PDC cutters. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 323, no. 1, pp. 191–195. In Rus.
11. Chulkova V.V. The method of selecting PDC bits for intermittent hard rock. *Bulletin of the Association of Drilling Contractors*, 2015, no. 2, pp. 17–19. In Rus.
12. 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, vol. 37 (13), pp. 1913–1929.
13. 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. 1285–1287.
14. 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.
15. Teale R. The concept of specific energy in rock drilling. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 1965, vol. 2 (1), pp. 57–73.
16. Tretyak A.Ya., Popov V.V., Grossu A.N., Borisov K.A. Innovative approaches to the design of highly efficient rock cutting tools. *Mining Information and Analytical Bulletin*, 2017, no. 8, pp. 225–230. In Rus.
17. Sharipov A.N., Khramov D.G., Kovalevsky E.A. Optimization of PDC bits design, aimed at reducing the drilling time of the section under the production string. *Drilling and oil*, 2013, no. 6, pp. 42–43. In Rus.
18. Borisov K.I. Actual scientific and applied issues of the development of a new scientific method for assessing the properties and efficiency of dynamic destruction of rocks with cutting-cleaving type PDC tools. *Bulletin of the Association of Drilling Contractors*, 2010, no. 3, pp. 8–14. In Rus.

19. Zhentichka M.V. mithbits (Schlumberger) PDC bit application in well drilling at the Vankor field. *Oilfield engineering*, 2012, no. 10, pp. 54–56. In Rus.
20. Kamatov K.A. Snizhenie torsionnykh kolebaniy burilnoy kolonny s pomoshchyu novoy konstruktssii dolota PDC [Reduction of torsional vibrations of the drill string with the help of a new PDC bit design]. *Sbornik tezisev dokladov 68 mezhdunarodnoy molodezhnoy nauchnoy konferentsii. Neft i gaz 2014* [Collection of abstracts of reports of the 68th International Youth Scientific Conference. Oil and Gas 2014]. Moscow, April 14–16, 2014. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014. pp. 146–147.
21. Rtishchev K.M., Sharipov A.N., Lozukov A.V. Printsipy podbora dolot PDC [PDC bits selection principles]. *Oil and Gas Eurasia*, 2009, no. 6, pp. 112–114.

Received: 24 January 2020.

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, senior teacher, Siberian Federal University.

Elena V. Parakhonko, student, Siberian Federal University.