

УДК 622.24
DOI: 10.18799/24131830/2025/10/5198
Шифр специальности ВАК: 2.8.1
Научная статья



Долота, армированные резцами PDC: парадигмы и идеи

А.Я. Третьяк✉, Ю.Ф. Литкевич

*Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова,
Россия, г. Новочеркасск*

✉13050465@mail.ru

Аннотация. Актуальность. Эффективное развитие нефтегазовой отрасли России невозможно без разработки и внедрения в практику буровых работ нового породоразрушающего инструмента для бурения скважин. В статье раскрыто само понятие научная «парадигма» как взгляд на проблемы, решения, методы и теорию применительно к развитию науки в бурении нефтегазовых скважин. Обозначены идеи и парадигмы по технике и технологии сооружения скважин на нефть и газ. Рассмотрены вопросы резания горных пород алмазно-твердосплавными резцами PDC. Выбор эффективной технологии резания горных пород современным породоразрушающим инструментом является актуальной проблемой для геологоразведочной отрасли. Механическая скорость бурения является основным экономическим показателем для буровых компаний, выполняющих сооружение нефтяных и газовых скважин. На примере использования разработанных авторами инновационных долот, армированных резцами PDC, показано, как выглядит современная технология резания горных пород. При рассмотрении конструкции долот с резцами PDC необходимо отметить, что ресурс их зависит не только от конструктивных данных по геометрии, но и от эффективной технологии разрушения горных пород различной категории по буримости. Оптимальные параметры технологии резания горных пород способствуют повышению механической скорости бурения. Показано, что внедрение инновационных разработок в практику буровых работ будет способствовать повышению эффективности сооружения нефтегазовых скважин. **Цель** настоящей статьи заключается в рассмотрении вопросов теории резания-скалывания горных пород долотами, армированными резцами PDC. Приведено обобщение современных разработок по технологии разрушения горных пород, дано описание инновационных решений по технологии резания горных пород. **Результаты и выводы.** Рассмотрены основные классы режимов резания – блокированный, полублокированный и свободный. Определены оптимальные режимы резания в зависимости от категорий по буримости горных пород. С учетом экспериментальных исследований определены оптимальные углы установки на долоте резцов PDC.

Ключевые слова: сооружение скважин, парадигма, идеи, инновационные разработки, блокированное, полублокированное и свободное резание, породоразрушающий инструмент, долото, резцы PDC

Для цитирования: Третьяк А.Я., Литкевич Ю.Ф. Долота, армированные резцами PDC: парадигмы и идеи // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 10. – С. 81–87. DOI: 10.18799/24131830/2025/10/5198

UDC 622.24
DOI: 10.18799/24131830/2025/10/5198
Scientific paper



Chisels reinforced with PDC cutters: paradigms and ideas

A.Ya. Tretyak✉, Yu.F. Litkevich

Platov South Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk, Russian Federation

✉13050465@mail.ru

Abstract. Relevance. Effective development of the Russian oil and gas industry is impossible without the development and implementation of a new rock-crushing tool for drilling wells. The article reveals the very concept of a scientific «paradigm» as a view of problems, solutions, methods and theory in relation to the development of science in drilling oil and gas wells.

The authors have outlined the ideas and paradigms on the technique and technology of constructing wells for oil and gas. The paper considers the issues of cutting rocks with diamond-carbide PDC cutters. Choosing an effective technology for cutting rocks with a modern rock-crushing tool is an urgent problem for the exploration industry. The mechanical drilling speed is the main economic indicator for drilling companies engaged in the construction of oil and gas wells. Using the innovative chisels developed by the authors, reinforced with PDC cutters, it is shown what modern rock cutting technology looks like. Considering the design of chisels with PDC cutters, it should be noted that their resource depends not only on the design data on geometry, but also on the effective technology of rock destruction of various categories in terms of drillability. The optimal parameters of the rock cutting technology contribute to an increase in the mechanical drilling speed. It is shown that the introduction of innovative developments in the practice of drilling operations will contribute to improving the efficiency of the construction of oil and gas wells. **Aim.** To consider the theory of cutting-chipping rocks with chisels reinforced with PDC cutters. The paper introduces the generalization of modern developments in the technology of rock destruction, and a description of innovative solutions for the technology of rock cutting. **Results and conclusions.** The paper considers the main classes of cutting modes – blocked, semi-blocked and free. Optimal cutting modes were determined depending on the categories of rock drillability. Taking into account experimental studies, the optimal angles of installation on the chisel of the PDC cutters were determined.

Keywords: well construction, paradigm, ideas, innovative developments, interlocked, semi-interlocked and free cutting, rock-crushing tool, chisel, PDC cutters

For citation: Tretyak A.Ya., Litkevich Yu.F. Chisels reinforced with PDC cutters: paradigms and ideas. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 10, pp. 81–87. DOI: 10.18799/24131830/2025/10/5198

Широкое распространение термин «парадигма» приобрел после работ американского историка и философа Томаса Куна, подразумевавшего под научной парадигмой принятую научным сообществом модель рациональной научной деятельности. Этот учёный включил слово «парадигма» в свои научные труды и использовал этот термин для описания работы практик, которые определяют научные исследования в заданный период времени. Его концепция стала ключевой для понимания того, как наука развивается и изменяется. Впоследствии этот термин взяли за основу и стали использовать очень часто. Томас Кун поделился с общественностью своими взглядами относительно того, что на смену парадигмам приходят научные революции.

Научная парадигма – это комплекс решений, методов, теорий, который задаёт общее направление исследований и определяет, какие решения являются оптимальными. Следовательно, парадигма играет главную роль в развитии научных исследований, интерпретации их применительно к практике, а детальное изучение научной парадигмы помогает понять в дальнейшем процесс развития научных и экспериментальных исследований.

Парадигма представляет собой совокупность убеждений в области науки, а также методики, ставшие общепринятыми в обществе.

Особенность парадигмы развития науки в бурении нефтегазовых скважин в России в настоящее время будет заключаться в том, чтобы увеличить скорость сооружения скважин на углеводородное сырьё. Для решения этой глобальной задачи уже сегодня буровым компаниям нужна действенная помощь ученых, занимающихся разработкой новых образцов техники и инновационной технологии.

Известно, что строительство скважин на нефть и газ ежегодно усложняется и это требует применения абсолютно новых, инновационных решений, в частности: разработки и применения высокотехнологичного оборудования, современных высокоингибированных буровых растворов с высокой смазывающей и антиприхватной способностью, разработки технологии горизонтального бурения с отходом от вертикали до 5 км, применения высокопроизводительного породоразрушающего инструмента, разработки новых способов и технологий увеличения нефтегазоотдачи пласта. Известно, что новые конструкции долот позволяют увеличить эффективность бурения [1–11].

В последнее время усложняются горно-геологические условия, в которых сооружаются скважины на нефть и газ: геологические разрезы представлены неустойчивыми, пучащими горными породами, тяжелые и вязкие нефти залегают в неструктурных ловушках, увеличивается глубина залегания нефтегазовых пластов. «Лёгких» скважин практически нет.

Все это требует принятия оптимальных технологических решений в ближайшее время.

Для решения этих задач необходимо поднять уровень машиностроения нефтегазовой отрасли, создать новые инновационные технологии управления процессами бурения и добычи нефти и газа. Нужно быстрее переходить на проектирование и строительство «умных» нефтяных и газовых скважин, нефтяникам нужны «всепогодные» буровые долота, которые бы достаточно успешно разрушали горные породы от I до XII категории по буримости.

Авторами были разработаны, изготовлены и испытаны буровые долота и буровые коронки, арми-

рованные современными алмазно-твердосплавными пластинами PDC.

К преимуществам двухъярусного антивибрационного долота, армированного пластинами PDC в два ряда, относятся:

- высокая механическая скорость и проходка на долото при бурении горных пород до VIII категории по буримости;
- стойкость резцов к нагрузкам (до 350 Кн);
- улучшенная очистка забоя скважины и долота от шлама за счет оптимальной конструкции и расположения гидромониторных насадок, что исключает повторное истирание шлама;
- улучшенная стабилизация долота по стволу скважины за счет его двухъярусности, особенно при сооружении наклонно-направленных скважин и бурении трещиноватых, а также абразивных горных пород, залегающих под определенным углом к горизонту.

Двухъярусное долото (рис. 1), отличающееся от известных тем, что с целью гашения вибрации от крутильных колебаний долота, вызывающих поломки резцов, за режущими резцами PDC с плоской передней гранью установлен второй ряд резцов PDC с выпуклой конусообразной формой, расположенных в линиях резания между плоскими резцами PDC.

Происходит одновременно гидромеханическое разрушение горных пород струей бурового раствора и резцами PDC бурового долота, при этом осуществляется эффективная очистка забоя скважины от шлама. При истечении бурового раствора через насадки потенциальная энергия жидкости (давление) переходит в кинетическую энергию, то есть в скоростной напор струи. Выходящий из насадок буровой раствор становится турбулентным, так как число Рейнольдса (Re) превышает 4000 [12–16].

При бурении нефтегазовых скважин процесс разрушения горной породы долотами режущескалывающего типа характеризуется отделением от забоя стружки в виде частиц породы. Форма стружки определяется главным образом формой режущего элемента и соотношением между шириной и глубиной реза, т. е. между шагом резания t и толщиной стружки h .

В процессе работы долото разбуривает породы: мягкие, средней крепости, крепкие, малоабразивные, абразивные, сплошные, трещиноватые, хрупкие, пластичные и т. д., при этом скорости резания отдельных элементов находятся в пределах от $V_{рез} \approx 0,5$ м/с у оси долота до 3,5 м/с и более у периферийных PDC.

Перечисленные характеристики пород, определяемые соответствующими методиками, влияют на работоспособность режущих PDC, установленных на разных радиусах от оси долота [17–20].

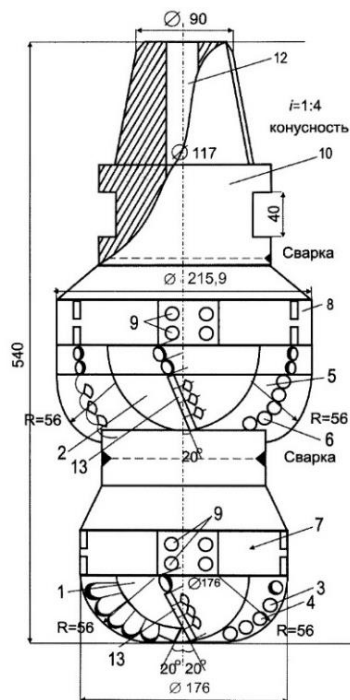


Рис. 1. Двухъярусное антивибрационное долото: 1 – забуривающий ярус, 2 – разбуривающий ярус, 3 – режущие лопасти нижнего забуривающего яруса, 4 – резцы нижнего разбуривающего яруса, 5 – режущие лопасти верхнего разбуривающего яруса, 6 – резцы верхнего разбуривающего яруса, 7, 8 – стабилизаторы, 9 – штыри, 10 – хвостовик, 11 – сменные гидромониторные насадки, 12 – промывочное отверстие, 13 – конусные PDC верхнего и нижнего ярусов

Fig. 1. Two-tier anti-vibration bit: 1 – drilling tier, 2 – drilling stage, 3 – cutting blades of the lower drilling tier, 4 – cutters of the lower drilling tier, 5 – cutting blades of the upper drilling tier, 6 – upper drilling tier cutters, 7, 8 – stabilizers, 9 – pins, 10 – shank, 11 – replaceable hydro-monitor nozzles, 12 – washing hole, 13 – cone PDCs of the upper and lower tiers

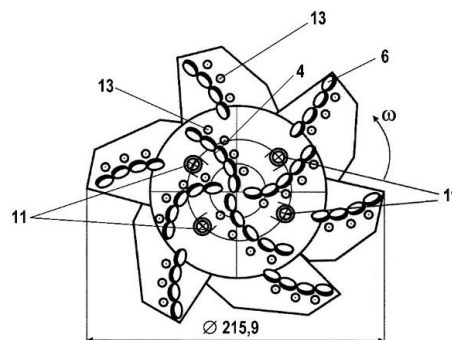


Рис. 2. Двухъярусное антивибрационное долото (вид снизу): 4 – резцы нижнего разбуривающего яруса, 6 – резцы верхнего разбуривающего яруса, 11 – сменные гидромониторные насадки, 13 – конусные PDC верхнего и нижнего ярусов

Fig. 2. Two-tier anti-vibration bit (bottom view): 4 – cutters of the lower drilling tier, 6 – cutters of the upper drilling tier, 11 – replaceable hydro-monitor nozzles, 13 – cone PDCs of the upper and lower tiers

Совокупность теорий, закономерностей, методик и убеждений, ставших общепринятыми в научной среде и в обществе, принято называть научной парадигмой.

Значение парадигмы развития науки в бурении заключается в том, чтобы увеличить скорость сооружения скважин на углеводородное сырьё.

В современной теории резания-скалывания горных пород буровыми долотами, армированными резцами PDC, принято выделять несколько классов режимов резания – блокированный, полублокированный и свободный (рис. 3, 4).

Режимы резания при бурении нефтегазовых скважин долотами режуще-скалывающего типа, оснащенного резцами PDC, рассмотрим на примере работы двухъярусного антивибрационного долота, разработанного в Южно-Российском государственном политехническом университете (НПИ) на кафедре «Нефтегазовые техника и технологии» (НТиТ) (рис. 1, 2).

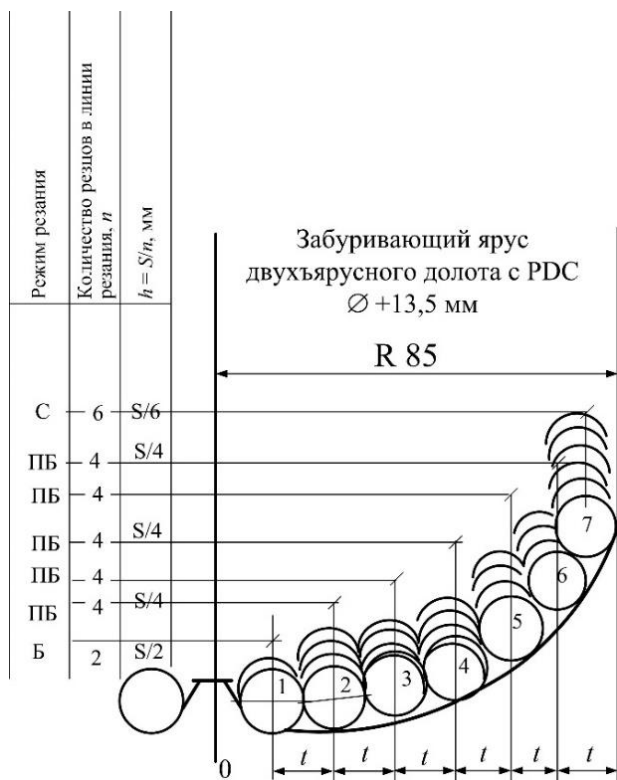


Рис. 3. Вид профиля долота с забуривающим PDC и следами разбуриваемых элементов: Б – блокированный; ПБ – полублокированный; С – со свободной поверхностью; h – толщина срезаемого слоя породы, $h = S/n$, мм; S – толщина срезаемого слоя породы за один оборот долота, мм; 1 – забуривающий резец PDC; 2–7 – следы, разбуриваемые резцами PDC

Fig. 3. View of the profile of the chisel with a drilling PDC and traces of drilling elements: Б – blocked; ПБ – semi-blocked; С – from the free surface; h – thickness of the cut rock layer, $h = S/n$, mm; S – thickness of the cut rock layer in one turn of the chisel, mm; 1 – drilling PDC cutter; 2–7 – PDC cutter marks

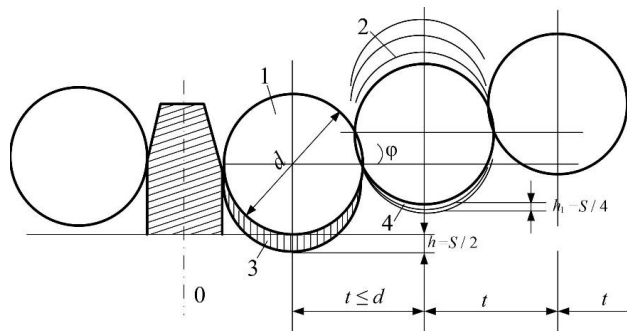


Рис. 4. Вид осевой части профиля долота с забуривающим PDC, срезающим слой породы h в блокированном режиме резания: d – диаметр резца PDC; l – расстояние между центрами резцов PDC; S – толщина снимаемого слоя породы за один оборот долота, мм; n – количество режущих PDC в линии резания; $h = S/2$ – толщина срезаемой стружки (блокированное резание) забуривающими резцами PDC, мм; $h_1 = S/4$ – толщина срезаемой стружки (полублокированное резание) разбуриваемых резцов PDC, мм; φ – угол профиля долота; 1 – забуривающий резец PDC; 2 – следы разбуриваемого резца PDC; 3 – профиль срезаемой стружки в блокированном режиме резания; 4 – профиль стружки разбуриваемых резцов PDC в полублокированном режиме резания

Fig. 4. View of the axial part of the chisel profile with a drilling PDC cutting off the rock layer h in the blocked cutting mode: d – PDC cutter diameter; l – distance between PDC cutter centers; S – thickness of the rock layer to be removed in one turn of the chisel, mm; n – the number of cutting PDCs in the cutting line; $h = S/2$ – thickness of cut chips (blocked cutting) by PDC boring cutters, mm; $h_1 = S/4$ – thickness of cut chips (semi-blocked cutting) by PDC boring cutters, mm; φ – bit profile angle; 1 – PDC drilling cutter; 2 – traces of PDC boring cutter; 3 – profile of cut chips in blocked cutting mode; 4 – profile of chips by PDC boring cutters in semi-blocked cutting mode

В бурении при блокированном резании вся режущая кромка резца PDC находится в контакте с породой забоя. При уменьшении толщины срезаемого слоя в разы (пропорционально количеству режущих элементов в линиях резания) работа резцов PDC переходит в режим полублокированного резания при одновременном увеличении скорости резания, зависящей от размера радиуса его установки.

Таким образом, условие перехода от блокированного к полублокированному режиму резания при бурении зависит не от прочностных свойств горной породы, а от количества режущих элементов в линии резания и определяется толщиной срезаемого слоя породы.

Разработанный на кафедре НТиТ расчетный метод [10] определения нагрузок на резец PDC при бурении пород позволяет находить осевую нагрузку $P_{ос}$ и усилие резания $P_{рез}$ на долоте

$$P_{oc} = \frac{n \cdot S \cdot P_k}{60 \cdot K \cdot V_0} \cdot F_{зат},$$

где n – частота вращения долота, об/мин; S – интенсивность бурения (подача), мм/об; P_k – контактная прочность породы, МПа; K – безразмерный коэффициент; V_0 – модуль скорости бурения, мм/с; $F_{зат}$ – площадка затупления, мм².

Усилие резания на каждом режущем элементе определяется зависимостью

$$P_{рез} = \mu_c R_d F_{зат} + \frac{R_{ск} h (\tau_n - \tau_{n-1}) (\sin \gamma + \mu_1 \cos \gamma)}{2 \sin \tau \cdot \sin (\tau + \gamma)},$$

где $R_{ск} = 0,06 P_{ск}$ – сопротивление породы скалыванию; $R_d = 0,24 P_k$ – сопротивление породы дроблению; h – толщина срезаемого слоя, $h = S/m$, мм; m – число режущих элементов в линии резания; τ_n – радиус установки n -го режущего элемента, мм; τ_{n-1} – радиус установки предыдущего режущего элемента, мм; $\frac{\tau_n - \tau_{n-1}}{2} = \tau_{н.ср}$ – средний радиус приложения нагрузки, мм; $\mu_1 = 0,4$ – коэффициент трения по передней грани режущего элемента; $\mu_c = 0,35$ – коэффициент трения по задней грани резца PDC; τ – угол скалывания, град; γ – угол резания, град.

Целью исследования является повышение стойкости долот с резцами PDC, определяющей их ресурс и производительность за счет применения усовершенствованной теории при проектировании долот с учетом динамических особенностей механизма разрушения горных пород и сопротивления среды.

При рассмотрении технологии резания горных пород резцами PDC необходимо отметить, что относительно оси вращения долота резцы PDC могут располагаться параллельно, наклонно и с поворотом на некоторый угол, что определяет угол резания σ° , который может быть прямым ($\sigma=90^\circ$), положительным ($\sigma>90^\circ$) и отрицательным ($\sigma<90^\circ$).

Экспериментальные исследования показали, что оптимальной является технология бурения горной породы резцом PDC, когда передний угол составляет 10–25 градусов. Схема резания горной породы приведена на рис. 5.

Передний угол – один из главных элементов режущей части породоразрушающего инструмента. Его величина является средством, с помощью которого можно изменять сопротивление резанию и расход энергии на резание. От величины переднего угла зависит количество выделяющейся теплоты при бурении горных пород, температура, износ и стойкость инструмента.

При использовании долот, армированных резцами PDC, большое значение имеет выбор схемы резания, так как от этого зависит эффективность разрушения горных пород. Основной схемой резания является свободная схема резания, представленная на рис. 6.

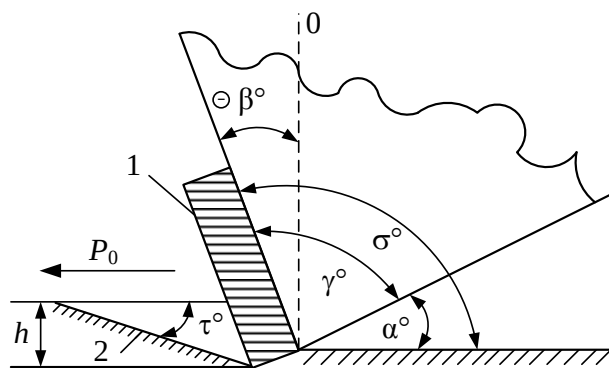


Рис. 5. Схема резания горной породы: 1 – резец PDC, 2 – горная порода, τ – угол скалывания $\approx 15^\circ$ при $\sigma > 90^\circ$; β° – передний угол; σ° – угол резания; α° – задний угол; γ° – угол заострения, P_0 – усилие резания, h – глубина среза слоя

Fig. 5. Rock cutting scheme: 1 – PDC cutter, 2 – rock, τ – cleavage angle $\approx 15^\circ$ at $\sigma > 90^\circ$; β° – front angle; σ° – cutting angle; α° – rear angle; γ° – sharpening angle, P_0 – cutting force, h – layer slice depth

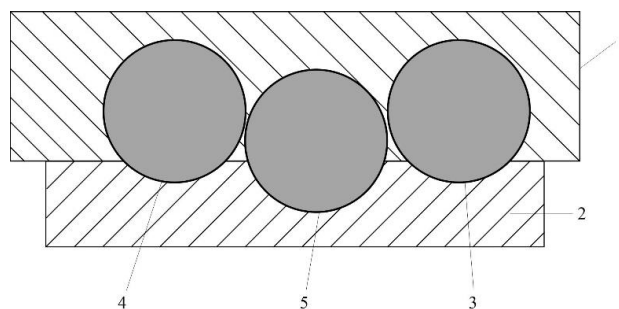


Рис. 6. Свободная схема резания горной породы: 1 – корпус долота; 2 – горная порода; 3, 4 – резание горной породы скалывающей бороздой резцами PDC; 5 – резание горной породы забуривающей бороздой резцом PDC

Fig. 6. Free rock cutting scheme: 1 – chisel body; 2 – rock; 3, 4 – cutting rock with a shearing groove using PDC cutters; 5 – cutting rock with a boring groove using PDC cutters

Свободная схема резания обладает меньшей энергоёмкостью разрушения горных пород, поэтому будет самой эффективной, особенно для резцов PDC под номерами 3 и 4.

При проектировании долота основное внимание уделяется профилю. Профиль долота оказывает влияние непосредственно на стабильность работы долота, плотность посадки резцов, надёжность долота, очистку и охлаждение долота, управление долотом, механическую скорость бурения

Компоненты профиля долота показаны на рис. 7.

Профиль долота может быть длинный параболический, средний параболический, короткий параболический, плоский.

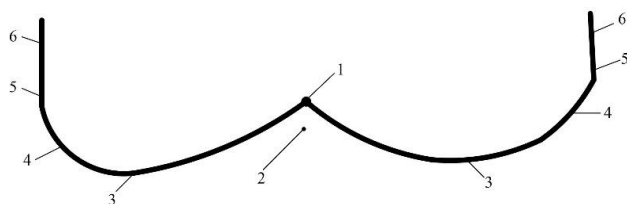


Рис. 7. Компоненты профиля долота: 1 – центр; 2 – внутренний конус; 3 – нос; 4 – плечо; 5 – наружный диаметр; 6 – калибр

Fig. 7. Components of the chisel profile: 1 – center; 2 – inner cone; 3 – nose; 4 – shoulder; 5 – outer diameter; 6 – gauge

Долота с плоским профилем используются для бурения крепких пород. Долота с длинным параболическим профилем предназначены для бурения

мягких пород. Внутренний конус различают по углу открытия (глубокий $\approx 90^\circ$, мелкий $\approx 150^\circ$).

Выводы

1. Долота, армированные резцами PDC, являются основным породоразрушающим инструментом при сооружении нефтегазовых скважин.
2. Эволюция породоразрушающего инструмента, армированного резцами PDC, за несколько последних десятилетий показывает качественное улучшение конструкции долот.
3. При проектировании долот, армированных резцами PDC, оптимальный передний угол установки резцов должен составлять 10–25 градусов.
4. Выбор схемы резания резцами PDC является определяющим моментом в технологии бурения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Третьяк А.Я., Черкасов С.С., Савенко Н.С. «Всепогодное» буровое долото. Актуальные проблемы недропользования-2022: материалы научно-практического семинара фа-та геологии, горного и нефтегазового дела, посвящ. 115-летию Юж.-Рос. гос. политехн. ун-та (НПИ). – Новочеркасск: ЮРГПУ(НПИ), 2023. – С. 204–211.
2. Третьяк А.Я., Кривошеев К.В., Донченко Д.С. Разработки инновационных долот, армированных резцами PDC // Булатовские чтения: сб. ст.: материалы VII Междунар. науч.-практ. конф. в 2 т. – Краснодар, 31 марта 2023. – Т. 1. – С. 382–387.
3. Третьяк А.Я. Технологии улучшения очистки ствола скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 6. – С. 7–13. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4716
4. Соловьев Н.В. Ресурсосберегающая технология алмазного бурения в сложных геологических условиях. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – 330 с.
5. Нескормных В.В., Попова М.С., Парахонько Е.В. Разработка породоразрушающего инструмента с резцами PDC // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 2. – С. 131–138.
6. Чулкова В.В. Опыт применения PDC в условиях перемежающихся по твердости горных пород Урало-Поволжского региона // Вестник ассоциации буровых подрядчиков: ежеквартальный научно-технический журнал. – 2012. – № 2. – С. 12–15.
7. Крапивин М.Г., Раков И.Я., Сысоев Н.И. Горные инструменты. – М.: Недра, 1990. – 256 с.
8. Барон Л.И., Глатман Л.Б. Контактная прочность горных пород. – М.: Недра, 1996. – 228 с.
9. Бабаян Э.В., Черненко А.В. Инженерные расчеты при бурении. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.
10. Третьяк А.Я., Литкевич Ю.Ф., Асеева А.Е. Разработка методики расчета наработки породоразрушающего инструмента с алмазносодержащим вооружением // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 12. – С. 2–8.
11. Третьяк А.А., Кузнецова А.В., Борисов К.А. Определение поломок резцов PDC с помощью Регрессионного и нейросетевого моделирования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 5. – С. 169–177.
12. Трушкин О.Б., Гусев Е.А. Оценка силовой и энергетической загрузки резцов долота типа PDC по результатам стендового бурения // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 2. – С. 34–37.
13. Sexton I.N., Cooley C.H. Polycrystalline diamond thrust bearings for down-hole oil and gas drilling tools // 17th International Conference on Wear of Materials. – Las Vegas, 2009. – P. 100–104.
14. Abbas R.K. A review on the wear of oil drill bits (conventional and the state of the art approaches for wear reduction and quantification) // Engineering Failure Analysis. – 2018. – № 90. – P. 554–558.
15. A study on PDC drill bits quality / M. Yahiaoui, L. Gerbaud, J.-Y. Paris, J. Denape, A. Dourfaye // Wear. – 2013. – № 298–299. – P. 32–42.
16. Investigation on the effect of changing rotary speed and weight bit on PCD cutter wear / A.M. Abdul-Rani, I. Khairiyah, A.H. Ab Adzis, B.T. Maulianda, M.N. Mat Asri // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – № 10. – P. 1063–1068.
17. A new method of combined rock drilling / T. Jiren, L. Yiyu, G. Zhaolong, X. Binwei, S. Huijuan et al. // International Journal of Mining Science and Technology. – 2014. – Vol. 24. – Iss. 1. – P. 1–6.
18. Beilin F., Dourfaye A., King W. The Current State of PDC Bit Technology // World Oil. – 2010. – Part 3. – P. 67–71.
19. Performance of polycrystalline diamond compact bit based on laboratory tests assuming geothermal well drilling / K. Miyazaki, T. Ohno, H. Karasawa, H. Imaizumi // Geothermics – 2019. – № 80. – P. 185–194.
20. Comparative analysis cutting characteristics of stinger PDC cutter and conventional PDC cutter / C. Xiong, Z. Huang, R. Yang, M. Sheng, H. Shi, X. Dai, X. Wu, S. Zhang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – № 189. – P. 20–25.

Информация об авторах

Александр Яковлевич Третьяк, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой нефтегазовых техники и технологий Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова, Россия, 346400, г. Новочеркасск, ул. Просвещения, 132; 13050465@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-7362-5536>

Юрий Федорович Литкевич, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых техники и технологий Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова, Россия, 346400, г. Новочеркасск, ул. Просвещения, 132; 13050465@mail.ru

Поступила в редакцию: 16.06.2025

Поступила после рецензирования: 23.06.2025

Принята к публикации: 04.08.2025

REFERENCE

1. Tretyak A.Ya., Cherkasov S.S., Savenko N.S. «All-weather» drill bit. *Actual problems of subsurface use-2022. Materials of the scientific and practical seminar of the Faculty of Geology, Mining and Oil and gas business, dedicated to 115th anniversary of the South Russian State Polytechnic University*. Novocherkassk, YURGPU(NPI) Publ., 2023. pp. 204–211.
2. Tretyak A.Ya., Krivosheev K.V., Donchenko D.S. Development of innovative chisels reinforced with PDC cutters. *Bulatov readings: collection of articles. Proc. of the VII International Scientific and Practical Conference*. Krasnodar, March 31, 2023. Vol. 1, pp. 382–387.
3. Tretyak A.Ya. Technologies for improving borehole cleaning. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 6, pp. 7–13. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4716.
4. Solovyov N.V. *Resource-saving technology of diamond drilling in difficult geological conditions*. Moscow, VNIOENG Publ., 1997. 330, p.
5. Neskromnykh V.V., Popova M.S., Parakhonko E.V. Development of a rock-crushing tool with PDC cutters. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 2, pp. 131–138.
6. Chulkova V.V. Experience of using PDC in conditions of intermittent rock hardness in the Ural-Volga region. *Bulletin of the Association of Drilling Contractors: Quarterly Scientific and Technical Journal*, 2012, no. 2, pp. 12–15.
7. Krapivin M.G., Rakov I.Ya., Sysoev N.I. *Mining tools*. Moscow, Nedra Publ., 1990. 256 p.
8. Baron L.I., Glatman L.B. *Contact strength of rocks*. Moscow, Nedra Publ., 1996. 228 p.
9. Babayan E.V., Chernenko A.V. *Engineering calculations during drilling*. Moscow, Infra-Engineering Publ., 2016. 440 p.
10. Tretyak A.Ya., Litkevich Yu.F., Aseeva A.E. Development of a methodology for calculating the operating time of a rock-crushing tool with diamond-carbide armament. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2010, no. 12, pp. 2–8.
11. Tretyak A.A., Kuznetsova A.V., Borisov K.A. Determination of PDC cutter failures with help. Regression and neural network modeling. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 5, pp. 169–177.
12. Trushkin O.B., Gusev E.A. Evaluation of the power and energy loading of PDC type chisel cutters based on the results of bench drilling. *Territory of Neftegaz*, 2013, no. 2, pp. 34–37.
13. Sexton I.N., Cooley C.H. Polycrystalline diamond thrust bearings for down-hole oil and gas drilling tools. *17th International Conference on Wear of Materials*. Las Vegas, 2009. pp. 100–104.
14. Abbas R.K. A review on the wear of oil drill bits (conventional and the state of the art approaches for wear reduction and quantification). *Engineering Failure Analysis*, 2018, no. 90, pp. 554–558.
15. Yahiaoui M., Gerbaud L., Paris J.-Y., Denape J., Dourfaye A. A study on PDC drill bits quality. *Wear*, 2013, no. 298–299, pp. 32–42.
16. Abdul-Rani A.M., Khairiyah I., Ab Adzis A.H., Maulianda B.T., Mat M.N. Asri Investigation on the effect of changing rotary speed and weight bit on PCD cutter wear. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, no. 10, pp. 1063–1068.
17. Jiren T., Yiyu L., Zhaolong G., Binwei X., Huijuan S. et al. A new method of combined rock drilling. *International Journal of Mining Science and Technology*, 2014, vol. 24, Iss. 1, pp. 1–6.
18. Beilin F., Dourfaye A., King W. The Current State of PDC Bit Technology. *World Oil*, 2010, Part 3, pp. 67–71.
19. Miyazaki K., Ohno T., Karasawa H., Imaizumi H. Performance of polycrystalline diamond compact bit based on laboratory tests assuming geothermal well drilling. *Geothermics*, 2019, no 80, pp. 185–194.
20. Xiong C., Huang Z., Yang R., Sheng M., Shi H., Dai X., Wu X., Zhang S. Comparative analysis cutting characteristics of stinger PDC cutter and conventional PDC cutter. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, no. 189, pp. 20–25.

Information about the authors

Alexander Ya. Tretyak, Dr. Sc., Professor, Head of the Oil and Gas Engineering and Technology Department, Platov South Russian State Polytechnic University, 132, Prosveshcheniya street, Novocherkassk, 346400, Russian Federation; 13050465@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-7362-5536>

Yuri F. Litkevich, Cand. Sc., Associate Professor, Platov South Russian State Polytechnic University (NPI), 132, Prosveshcheniya street, Novocherkassk, 346400, Russian Federation. 13050465@mail.ru

Received: 16.06.2025

Received: 23.06.2025

Accepted: 04.08.2025