

УДК 622.24.051

DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4320

Шифр специальности ВАК: 2.8.1

Гидродинамические процессы при разработке конструкций алмазного бурового инструмента

М.С. Попова✉

Сибирский федеральный университет, Россия, г. Красноярск

✉alleniram83@mail.ru

Аннотация. Актуальность. Рациональный выбор бурового инструмента является одним из составляющих положительного результата геологоразведочных, горных, буровых работ. На современный буровой инструмент возлагается функция комплексного решения проблем, возникающих в процессе бурения скважин. Сегодня имеется достаточно большое разнообразие конструкций породоразрушающего бурового инструмента. Однако научные достижения в усовершенствовании материальной и технической производственной базы способствуют развитию буровой техники и созданию новых, более эффективных конструкций инструмента. Наиболее перспективным и эффективным при работе в различных горных условиях является алмазный буровой инструмент. В ходе эксплуатации такого инструмента немаловажным является процесс циркуляции промывочной жидкости, особенно в призабойной зоне сооружаемой скважины. Поэтому при проектировании новых конструкций алмазного породоразрушающего инструмента необходимо учитывать не только прочностные, режущие, стабилизирующие его свойства, но и возможность эффективного течения жидкости в циркуляционной системе, т. е. без затрат энергии потока на преодоление сопротивлений, с достаточной производительностью по выносу шлама и необходимым уровнем охлаждения, смазки и реализации других функций очистного агента, способствующих повышению результатов бурения. При этом современные методы проектирования бурового инструмента должны учитывать влияние промывочной жидкости, ее свойств, характера течения на механизм разрушения горных пород. Таким образом, возникает необходимость тщательного исследования характера протекания гидродинамических процессов в зоне контакта резцов инструмента с горной породой. Конструкция режущей поверхности бурового алмазного инструмента рассматривается как зона влияния гидродинамических процессов на характер взаимодействия резцов с горной породой, в качестве доводов приводится анализ результатов исследований как самого автора, так и известных мировых производителей алмазного бурового инструмента. **Целью** работы является исследование влияния конструктивных особенностей существующего алмазного бурового инструмента на характер течения жидкости в призабойной зоне скважины в процессе бурения. **Объекты:** конструкции алмазного бурового инструмента, гидродинамические процессы, сопутствующие бурению. **Методы:** аналитический метод, метод компьютерного моделирования. **Результаты.** Определены различия циркуляции жидкости в отдельных видах алмазного бурового инструмента. Выделены зоны алмазного породоразрушающего инструмента, отличающиеся характером течения жидкости. Установлены направления снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне скважины и улучшения циркуляции жидкости в режущей части инструмента секторного типа за счет изменения его конструктивных особенностей.

Ключевые слова: алмазный инструмент, гидродинамические процессы, бурение, гидравлическое сопротивление, разработка бурового инструмента, повышение эффективности бурения

Для цитирования: Попова М.С. Гидродинамические процессы при разработке конструкций алмазного бурового инструмента // Известия томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 4. – С. 159–171. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4320

UDC 622.24.051

DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4320

Hydrodynamic processes in designing diamond drilling tools

M.S. Popova✉

Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

✉alleniram83@mail.ru

Abstract. Relevance. The rational choice of drilling tools is one of the components of a positive result of exploration, mining, drilling operations. The function of a complex solution of problems arising when drilling wells is assigned to a modern drilling tool. Today there is a great variety of designs of rock cutting drilling tools. However, scientific achievements in improving the material and technical production base contribute to the development of drilling technology and creation of new, more efficient tool designs. The most promising and effective in various mining conditions is a diamond drilling tool. During the operation of such a tool, flushing fluid circulation is of great importance, especially in the bottomhole zone of the well being constructed. When designing the structures of a diamond rock cutting tool, it is necessary to take into account not only the strength, cutting, and stabilizing properties, but also the possibility of an effective fluid flow in its circulation system, i.e. without flow energy consumption to overcome resistance, with sufficient capacity for cuttings removal and the necessary level of cooling, lubrication and implementation of other functions of the flushing fluid, which contribute to improving drilling results. At the same time, modern methods of designing a drilling tool should take into account the influence of the drilling fluid, its properties, and the nature of the flow on the rock destruction mechanism, i. e. require a thorough study of the nature of the fluid flow in the contact zone of the tool cutters with the rock. The article proposes the position of considering the design of a diamond drilling tool cutting surface from the point of view of the influence of hydrodynamic processes on the nature of cutters rock interaction. The results of the study of both the author herself and well-known world manufacturers of diamond drilling tools are given as arguments. **Aim.** To study the influence of the design features of the existing diamond drilling tool on the nature of the fluid flow in the bottomhole zone of the well during drilling. **Objects.** Designs of diamond drilling tools, hydrodynamic processes associated with drilling. **Methods.** Analytical method, computer simulation method. **Results.** Differences in fluid circulation in certain types of diamond drilling tools are determined. The zones of the diamond rock-cutting tool are distinguished. They differ in the nature of the fluid flow. Directions for reducing hydraulic resistance in the bottomhole zone of the well due to changes in the design features of the drilling tool were established.

Keywords: diamond tool, hydrodynamic processes, drilling, hydraulic resistance, drilling tool development, improving drilling efficiency

For citation: Popova M.S. Hydrodynamic processes in designing diamond drilling tools. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 4, pp. 159–171. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4320

Введение

Востребованность буровых работ в различных отраслях горной промышленности способствует развитию буровых технологии и в то же время приводит к выдвижению жестких требований к результатам и процессу бурения. Независимо от назначения, скважина должна сооружаться быстро, без отклонений от проектной траектории, с качественным отбором керна или шламовых проб, точным вскрытием продуктивного пласта и с минимальными затратами (энергетическими, материальными и т. д.). При этом растет глубина и сложность геологических условий проведения скважин, что в совокупности создает ряд препятствий для реализации поставленных целей.

Одним из наиболее рациональных и надежных способов устранения типовых проблем, возникающих в процессе бурения скважин, является приме-

нение бурового инструмента, конструкция которого позволяет одновременно решать ряд таких задач, как, например, эффективное разрушение горных пород, стабилизация работы бурового снаряда, повышение ресурса инструмента, снижение затрат мощности [1–31]. Для разработки геометрии такого бурового инструмента необходим комплексный подход, который основывается на определении взаимного влияния физико-механических, динамических, гидравлических, температурных процессов, сопутствующих бурению. При этом важной зоной исследования является плоскость контакта рабочей поверхности инструмента с горной породой. Сложность изучения призабойной зоны скважины заключается в ее габаритах. Зачастую размеры зазоров, образовавшихся в области забоя, не позволяют размещать приборы и датчики, предоставляющие возможность исследования явлений, возникающих

в процессе бурения, что так необходимо для получения представления о состоянии забоя в различных периоды бурения. К примеру, как показывают ранее проведенные исследования [1], особенности протекания гидравлических процессов в зоне контакта режущей поверхности инструмента с горной породой в некоторой степени определяют эффективность разрушения забоя и условия работы бурового снаряда. К тому же именно на забое скважины реализуются основные функции промывочной жидкости – очистка и охлаждение, контроль которых особо актуален при алмазном бурении [1–22]. В то же время призабойные гидродинамические процессы постоянно изменяются по мере углубления скважины, поэтому исследование и демонстрацию течения жидкости целесообразно проводить путем применения методов компьютерного моделирования, основные инструменты которого базируются на законах механики и гидравлической динамики.

Воздействие на гидродинамику процесса бурения возможно путем регулирования направления течения жидкости в призабойной зоне, что, как правило, реализуется посредством изменения конструкции циркуляционной системы инструмента.

Как известно, все резцы бурового инструмента работают неодинаково [1–8], что связано с различными условиями использования их режущей поверхности. Характер работы однотипных резцов определяет их местоположение, ориентация и другие факторы [1–9], при этом важную функцию выполняет промывочная жидкость, а точнее степень ее контакта с резцом. Поэтому для разработки бурового инструмента комплексного действия необходимо выделить основных параметров его конструкции, изменение геометрии которых способствует ориентированию потока промывочной жидкости с целью улучшения результатов бурения.

Основные направления исследования гидродинамических процессов

Циркуляция промывочной жидкости в процессе бурения играет одну из важных ролей в сооружении скважины. Промывочная жидкость очищает забой от шлама, охлаждает рабочую поверхность, предотвращает осыпание стенок скважины, оказывает смазывающее влияние на инструмент и т. д. Применение гидродинамической энергии в качестве разрушающей силы или привода забойного снаряда является экономным, эффективным и экологически чистым способом. Таким образом, разрабатываемая конструкция бурового инструмента, помимо разрушающей, стабилизирующей способности, должна благоприятствовать улучшению условий реализации функций промывочной жидкости.

В соответствии с теорией П.А. Ребиндера, активное проникновение жидкости в область трещинообразования горной породы способствует повышению эффективности ее разрушения за счет диспергирования или ослабления связей горных пород под влиянием адсорбции промывочной жидкости. В то же время, согласно результатам исследования ученых ВНИИБТ под руководством Б.В. Байдюка, при недостаточном проникновении жидкости в зону контакта резца с горной породой, а именно в трещину ее скола, возникает так называемое угнетающее гидравлическое давление [22, 23], действие которого приводит к снижению эффективности бурения. При этом, согласно ранее проведенным исследованиям [1, 16], в любых условиях бурения, учитывая, что при сооружении скважины всегда заполнена жидкостью, в зоне контакта поверхности резца и разрушаемого массива горной породы возникает некая жидкая среда, отличающаяся от промывочной жидкости и состоящая из смеси очистного агента и горной породы различного состояния. Состав и как следствие свойства данной среды зависят от множества факторов, в том числе и от характера гидродинамических процессов, протекающих в призабойной зоне. Скопление описанной среды может создавать сопротивление перемещению резца и таким образом оказывать влияние на результаты бурения. К тому же именно плоскость контакта резцов с горной породой является источником тепла, возникающего в результате трения, и требует тщательного охлаждения. Таким образом, при проектировании бурового инструмента нового поколения целесообразно учитывать систему данных фактов и разрабатывать такие конструкции, геометрия которых способствовала бы направлению течения жидкости в плоскость контакта резца с горной породой, независимо от местоположения режущего элемента. Отсюда актуальным является исследование гидродинамических процессов, протекающих непосредственно в зоне контакта резца с горной породой, с целью выявления их влияния на механизм разрушения горной породы и определения конструктивных элементов бурового инструмента, изменение геометрии которых позволило бы регулировать степень проникновения промывочной жидкости в область взаимодействия режущих элементов и забоя скважины.

Как известно, циркуляция жидкости осуществляется следующим образом. Буровой раствор, обладающий определенными свойствами, поступает на забой. В призабойной зоне промывочная жидкость насыщается шламом и затем выходит на поверхность. На всем пути своего перемещения очистной агент непрерывно контактирует с буровым инструментом и стенками скважины, геология которых неоднородна. При этом внешние условия

течения жидкости, такие как температура и давление, непрерывно изменяются. Если при перемещении в бурильных трубах и в затрубном пространстве движение жидкости можно охарактеризовать как предсказуемое, установившееся, постоянное, имеющее математическое описание, то на забое, в силу геометрических особенностей циркуляционной системы породоразрушающего инструмента и характера его взаимодействия с горной породой, движение имеет сложный, непостоянный характер.

Учитывая устройство системы взаимодействия бурового инструмента и скважины, а также обращая внимание на вышеперечисленные условия, при тщательном изучении цикла течения жидкости по каналам внутри скважины не сложно отметить, что плотность, скорость и давление жидкости многократно изменяются и различны на отдельных участках изучаемой системы. Все это делает применение теоретического анализа на основе законов гидродинамики громоздким и затруднительным для расчетов, особенно в призабойной зоне, где течение преимущественно турбулентное, сложное.

Таким образом, основными направлениями исследования гидродинамических процессов при проектировании эффективного алмазного бурового породоразрушающего инструмента являются: определение скорости, направления и режима течения, давления жидкости в призабойной зоне скважины в зависимости от конструктивных особенностей циркуляционной системы и рабочего торца инструмента, а также определение характера течения жидкости в отдельно выделенных зонах контакта бурового инструмента с горной породой.

Анализ гидродинамических процессов в призабойной зоне скважины

Назначение бурового инструмента определяет его конструктивные особенности и, как следствие, ограничивает или расширяет возможности воздействия на гидродинамические процессы. Так, профиль торца бескернового инструмента имеет преимущественно конусную или сферическую форму, в то время как колонковый инструмент обладает кольцевой формой, что в свою очередь определяет возможность реализации той или иной геометрии циркуляционной системы: размещения промывочных каналов, их размеров и формы; способа установки гидравлических насадок или их отсутствие и так далее.

В типовых долотах *PDC* основные резцы располагаются непосредственно после промывочного канала (рис. 1, а, б). Скорость течения жидкости перед таким резцом в основном зависит от величины ее подачи, количества, типа и местоположения гидравлических насадок, свойств промывочной жидкости, а направление определяется конструкцией промывочного канала. В то же время следует

не забывать, что при этом инструмент совершает вращение вокруг своей оси и динамика движения бурильной колонны не может не оказывать влияния на характер течения жидкости в его рабочей зоне. Скорость перемещения резца зависит от радиуса его местоположения на рабочем торце долота. Наибольшая скорость сопутствует резцу, находящемуся на внешнем радиусе инструмента, а следовательно, и воздействие на гидродинамические процессы такого резца будет больше.

К тому же в процессе бурения скважины при постоянной подаче промывочной жидкости в зоне контакта резцов с породой возможны изменения гидродинамических процессов за счет изменения глубины внедрения резцов и свойств разрушаемой горной породы, отражающихся на образовании шлама и размерах поперечного сечения потока жидкости.

Исследование взаимного влияния всех перечисленных факторов возможно путем применения методов компьютерного моделирования, хорошо зарекомендовавших себя при конструировании бурового инструмента [9, 10, 16, 24–26, 30].

При моделировании гидродинамических процессов, сопутствующих бурению алмазным породоразрушающим инструментом различной конструкции, за основу приняты метод конечных элементов и законы механики сплошной среды. В качестве исходных данных использовались: конструкция бурового инструмента, свойства промывочной жидкости, параметры режима бурения (подача промывочной жидкости, частота вращения, осевая нагрузка), свойства горных пород.

Согласно результатам компьютерного моделирования, течение жидкости на забое скважины носит сложный характер. В то же время можно выделить несколько однотипных зон.

Размеры и цилиндрическая форма резца *PDC* способствуют тому, что при внедрении в горную породу под его режущей поверхностью создается несколько областей гидравлического давления, вызванных наличием жидкой среды и динамикой резца (рис. 1, з, д) [1].

В различных геологических условиях бурения возникающее гидравлическое давление под рабочей частью *PDC* может либо способствовать активному проникновению жидкости в зону предразрушения породы, тем самым обеспечивая повышение эффективности разрушения забоя (согласно учению Ребиндера) и снижение угнетающего давления, либо создавать сопротивление перемещению резца, выталкивая его на поверхность забоя и таким образом снижая скорость бурения.

При прочих равных условиях распределение области максимального давления во многом зависит от ориентации резца *PDC*.

Например, чем больше величина переднего угла установки *PDC*, тем больше площадь распространения области максимального давления среды на рабочей поверхности резца [1]. В то же время необходимо учитывать свойства горной породы, влияющие на плотность образовавшейся под резцом среды, и частоту вращения инструмента, влияющую на скорость перемещения резца, которые в совокупности определяют величину давления жидкой среды под резцом.

Проведенные исследования показали, что при прочих равных условиях наибольшее гидравличе-

ское давление всегда наблюдается по внешнему диаметру долота (рис. 1, д), что объясняется увеличенной скоростью перемещения резцов в этой зоне, однако величина и характер распределения гидравлического давления под режущей поверхностью алмазных резцов может регулироваться ориентацией *PDC*. Уменьшение переднего угла установки резца *PDC* способствует снижению гидравлического давления в зоне контакта резца с горной породой. При этом следует учитывать размер *PDC*, а также размер промывочных каналов.

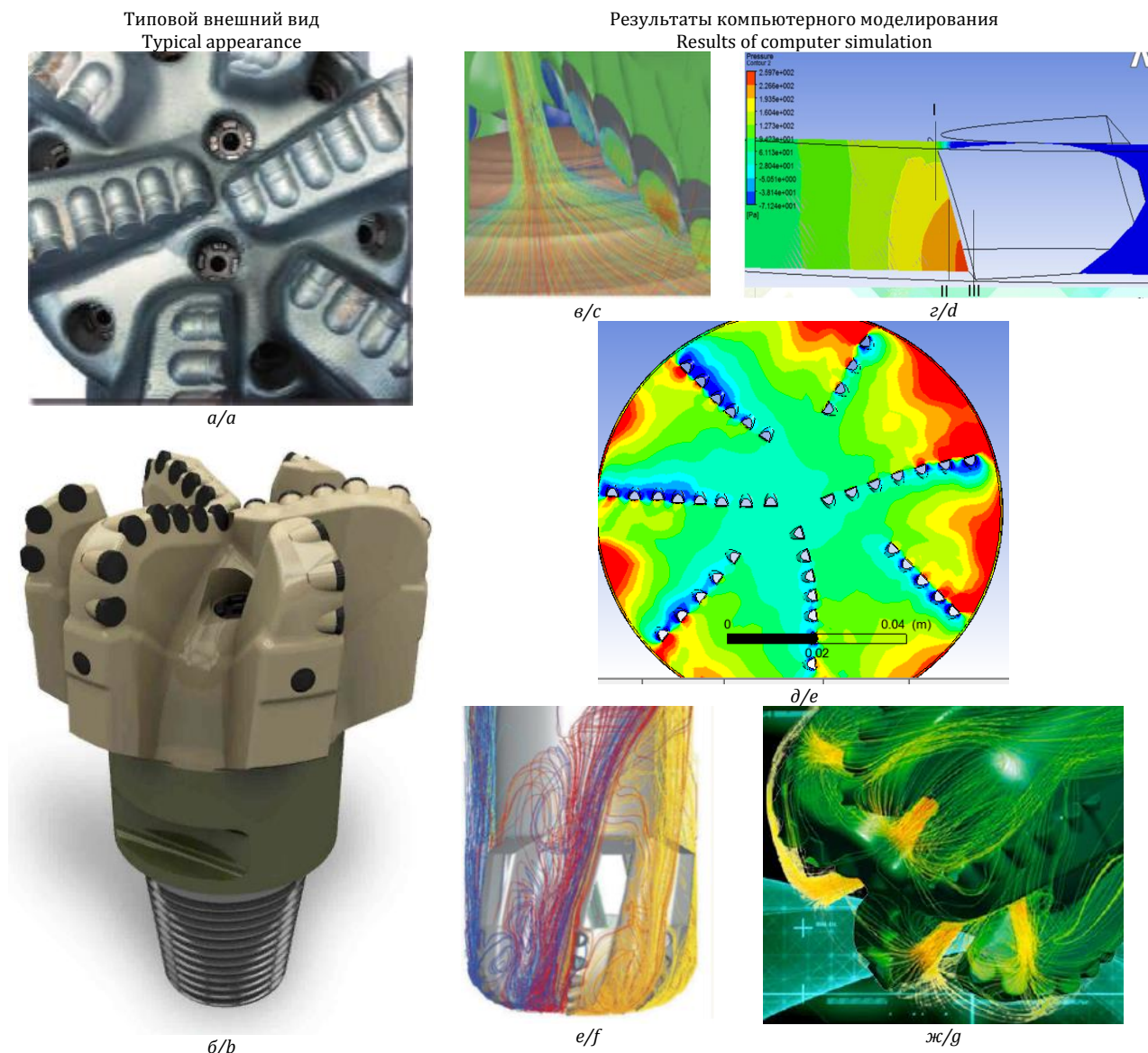


Рис. 1. Анализ типовых долот *PDC*: а) конструкция рабочего торца долота Smith Bits; б) общий вид; результаты компьютерного моделирования: в) линии тока в пределах рабочего ряда резцов [24]; г) давление жидкой среды под рабочей поверхностью *PDC*; д) гидравлическое давление на торце (красным обозначено максимальное значение) [27, 28]; е, ж) линии тока в процессе бурения скважины [26–28]

Fig. 1. Analysis of typical *PDC* bits: а) design of the Smith Bits bit working end; б) general view; results of computer simulation: в) streamlines within the working row of incisors [24]; г) liquid medium pressure under *PDC* working surface; д) hydraulic pressure within the radial row [27, 28]; е, ж) streamlines when drilling a well [26–28]

Конструкция долот *PDC* с размещением резцов непосредственно после промывочного канала (рис. 1) способствует концентрации потока промывочной жидкости перед рабочей поверхностью резца (рис. 1, *в*). Геометрия циркуляционной системы такого инструмента обеспечивает быстрый вынос шлама из-под режущей поверхности резца, что способствует снижению влияния разрушенной горной породы на свойства среды, образовавшейся под рабочей частью инструмента. Важное влияние в таких случаях оказывают свойства потока промывочной жидкости (направление, скорость, давление, плотность, вязкость и т. д.), в некоторой степени регулируемые размерами и формой промывочного канала.

При достаточных размерах канала основная часть промывочной жидкости установившимся течением проходит через промывочный канал без чрезмерных потерь, не создавая аномального давления (рис. 1, *е, ж*). Гидравлический поток в циркуляционной системе рассматриваемой конструкции алмазного инструмента претерпевает существенные изменения лишь в области изгиба лопастей (за счет местных сопротивлений), что учитывается формой лопасти долота и компенсируется геометрическими параметрами этой зоны инструмента. В таком случае циркуляции жидкости в призабойной зоне скважины решающую роль играет тип и количество гидравлических насадок [2, 31], размещаемых в буровом инструменте и способствующих изменению характера течения жидкости на забое. Однако износ резцов или изменение глубины их внедрения в горную породу снижают площадь проходного отверстия промывочного канала, повышая гидравлическое давление на забое.

В конструкциях долот или коронок секторного типа, где режущие элементы располагаются в несколько радиальных рядов (рис. 2, *а–в*), отсутствует возможность размещения гидравлических насадок или канавок, направляющих жидкость между рядами резцов. Такой инструмент имеет секторное строение с расположением промывочных каналов в межсекторном пространстве, и регулирование потока жидкости в данном случае возможно лишь путем изменения формы и размеров каналов, а также их количества.

В случае прямой схемы промывки основной поток жидкости из межтрубного пространства поступает во внутренние боковые каналы циркуляционной системы такого породоразрушающего инструмента. В этой зоне наблюдается разделение потока. Здесь при одном и том же объеме жидкости снижается площадь поперечного сечения проходного отверстия, что приводит к изменению параметров течения жидкости, т. е. за счет уменьшения размеров и увеличения количества каналов наблюдается

повышение скорости течения (рис. 2, *г, е*) и давления жидкости (рис. 2, *з*). Изменение скорости течения жидкости в этой зоне зависит от геометрии и количества боковых канавок и может возрастать более чем в 3–4 раза. Затем жидкость устремляется в торцевые промывочные каналы. Из-за резкого перехода от вертикального бокового канала в горизонтальный канал большего размера происходит максимальная деформация потока, что способствует возникновению больших показателей местного сопротивления и существенных потерей напора. Следует отметить, что характер течения жидкости в этой зоне зависит как от конструкции и размера каналов, так и от геометрии рабочего торца бурового инструмента и всегда является неустановившимся турбулентным, т. к. деформация потока связана с одновременным изменением формы сечения, скорости и направления потока.

Прямоугольная форма секторов способствует повышению турбулентности потока. Меньшие гидравлические сопротивления в этой зоне наблюдаются при использовании сектора в виде полусферы (рис. 2, *г, е*). При этом интенсивность образования вихрей определяется величиной радиуса закругления сектора, оказывающего влияние на деформацию потока. В торцевом промывочном канале турбулентность достигает таких значений, при которых вязкость проявляется незначительно. Согласно законам классической гидродинамики, коэффициент гидравлических сопротивлений в таком случае не зависит от показателя Рейнольдса и определяется геометрией потока [25].

При изучении зоны перехода жидкости из бокового в торцевой промывочный канал инструмента секторного типа на основании законов гидродинамики возникает предположение о том, что для снижения турбулентности в этой зоне применим принцип плавного входа с закруглением, способный, согласно результатам гидродинамических исследований, уменьшить за счет снижения деформации потока гидравлические сопротивления.

В то же время турбулентность потока в этой зоне отражается на качестве очистки забоя от шлама. Наличие турбулентности способствует интенсификации отрыва частиц разрушенной горной породы от массива.

Как показывают результаты компьютерного моделирования, при прочих равных условиях чем меньше длина сектора и, как следствие, больше количество каналов, тем скорость течения жидкости во внутренних боковых каналах и, соответственно, в торцевых каналах меньше. При этом чем больше длина сектора и меньше количество промывочных каналов, тем выше гидравлическое давление в промывочной системе породоразрушающего инструмента.

Режущие элементы первого ряда сектора такого алмазного инструмента, как правило, имеют отступ от торцевого промывочного канала (рис. 2, б, в), что необходимо для прочной их фиксации. При

этом чем дальше расположен резец от промывочного канала, тем меньше омывается плоскость его контакта с горной породой основным потоком промывочной жидкости (рис. 2, д, ж).

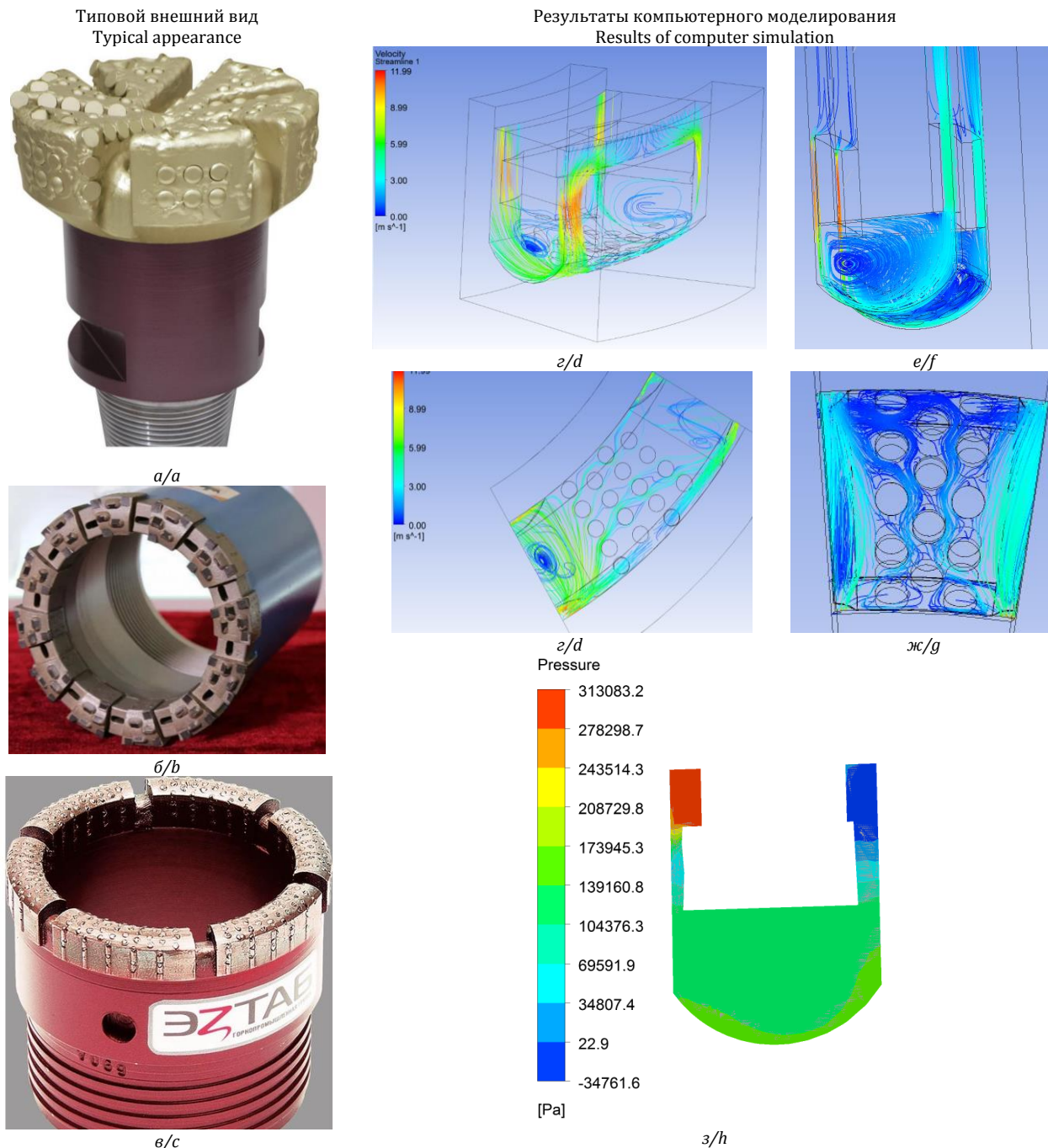


Рис. 2. Анализ инструмента секторного типа: а) зарезное долото типа PDC (ОАО Волгабурмаш); б) коронка TSP; в) однослойная коронка ЭзТАВ; результаты компьютерного моделирования: д) линии тока в пределах сектора; е) линии тока на рабочем торце инструмента; ж) линии тока в пределах укороченного сектора; з) давление в промывочном канале; 1 – внутренний боковой промывочный канал; 2 – торцевой промывочный канал

Fig. 2. Analysis of a sector type tool: а) PDC bit; б) TSP crown; в) single-layer crown; results of computer simulation: д) streamlines within a sector; е) streamlines at the working end of a tool; ж) streamlines within a shortened sector; з) pressure in the flushing channel; 1 – internal side flush channel; 2 – end flushing channel

Как показал проведенный анализ, проникновение потока промывочной жидкости под резец необходимо для улучшения результатов бурения. Возможность непосредственного контакта резца с промывочной жидкостью оказывает влияние на свойства жидкой среды и размер шламовой подушки под режущей поверхностью инструмента и дополнительное воздействие на разрушаемую породу.

Согласно результатам компьютерного моделирования, скорость течения жидкости перед резцом второго и последующего радиального ряда в малой

мере зависит от характера течения жидкости в торцевом промывочном канале инструмента (рис. 2, д и рис. 3, а, б). Анализ результатов моделирования показал, что на изменение скорости течения и давления жидкости в торцевой режущей зоне инструмента (под сектором) оказывают влияние частота вращения бурового инструмента, количество радиальных рядов в секторе, размер и форма резцов, а также расстояние от промывочного канала до резца (рис. 2, д, ж и рис. 3, а, б).

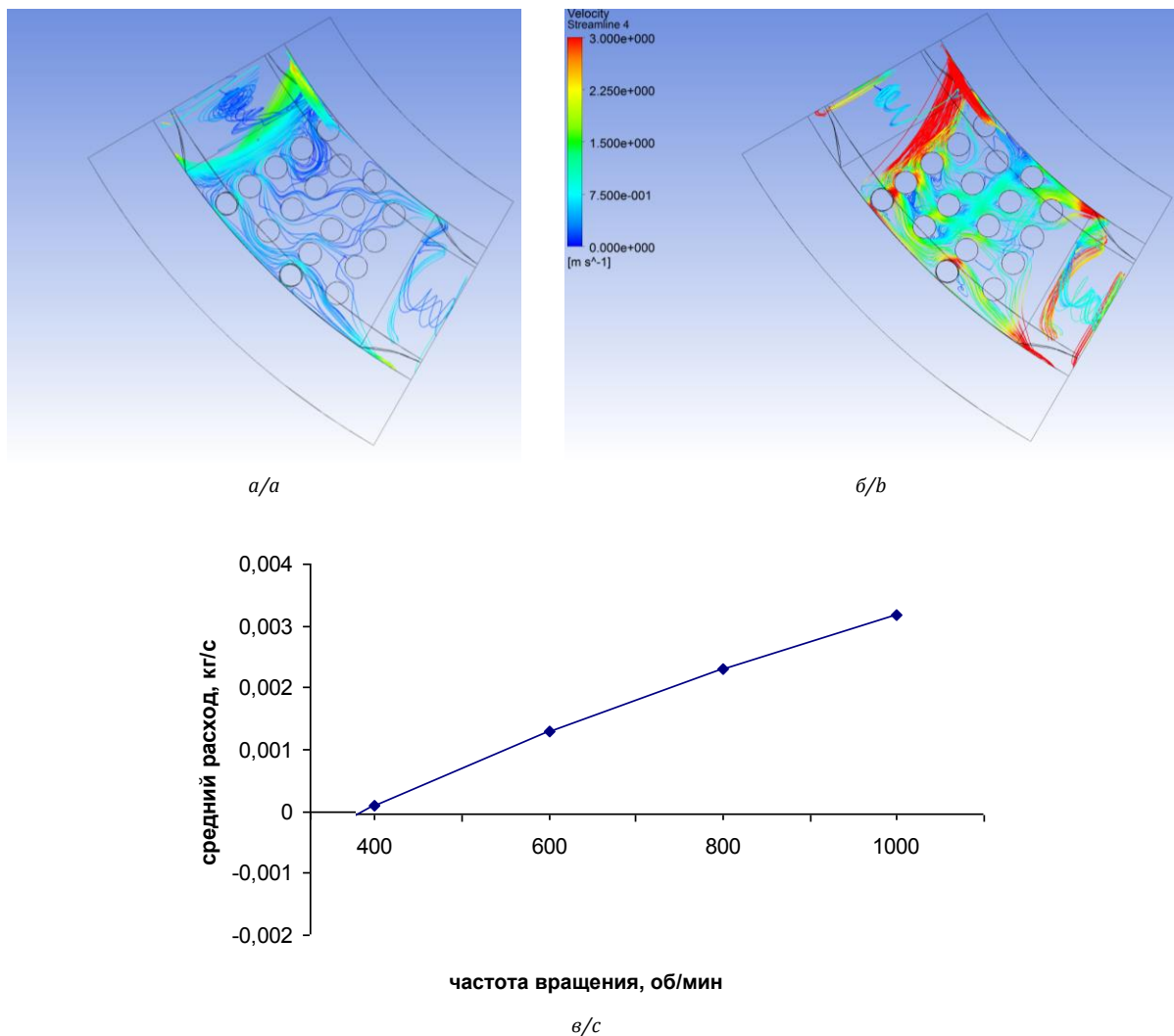


Рис. 3. Результаты исследования скорости течения жидкости на торце инструмента с радиальной раскладкой режущих элементов: а) при частоте вращения 200 об/мин; б) при частоте вращения 800 об/мин; в) график зависимости изменения среднего расхода жидкости под торцом сектора коронки от частоты вращения коронки (диаметр 93 мм, осевая нагрузка 20 кН, подача промывочной жидкости 40 л/мин); 1 – первый радиальный ряд (набегающая часть сектора); 2 – четвертый радиальный ряд (сбегающая часть сектора)

Fig. 3. Results of the study of the fluid flow rate at the end of the tool with a radial layout of the cutting elements: а) at rotation frequency of 200 rpm; б) at rotation frequency of 800 rpm; в) graph of dependence of the change in the average fluid flow under the end of the sector of the bit on rotation frequency of a bit (diameter of 93 mm, axial load 20 kN, flushing fluid supply 40 l/min); 1 – the first radial row (incoming part of the sector); 2 – the fourth radial row (running part of the sector)

Рассмотрим случай контакта бурового инструмента с забоем скважины без вращения. При этом промывочная жидкость, поступающая на забой, слабо или вовсе не проникает из торцевого канала в зазор между рабочим торцом сектора и забоем скважины и полностью уходит через наружные боковые каналы. Учитывая симметричность алмазного бурового инструмента, это можно объяснить равным давлением во всех торцевых каналах.

Расход жидкости под режущей поверхностью сектора можно рассчитать по формуле для потока в щели:

$$Q = \frac{(P_1 - P_2)a^3b}{12\mu L}, \quad (1)$$

где P_1 и P_2 – соответственно давление жидкости под набегающей частью и под сбегающей частью сектора, которое при отсутствии вращения собственно и определяется давлением в торцевых каналах бурового инструмента, находящихся по обе стороны от сектора; a , b и L – соответственно высота, ширина и длина зазора, определяемые конструкцией секторов и глубиной внедрения резцов в горную породу; μ – коэффициент динамической вязкости жидкости.

В случае отсутствия вращения бурового инструмента, учитывая симметрию его конструкции, P_1 и P_2 всегда равны и определяются давлением в торцевых промывочных каналах. То есть разность $P_1 - P_2 = 0$, что, согласно выражению (1), подтверждает вывод об отсутствии течения жидкости под рабочим торцом инструмента.

В случае, когда осуществляется вращение бурового инструмента, течение жидкости под сектором можно рассмотреть как результат взаимного влияния фрикционного течения, вызванного перемещением нижнего торца сектора относительно забоя скважины и напорного течения, определяемого перепадом давления жидкости под сбегающей и набегающей частью сектора описанного выше. Учитывая направление движения каждого из течений, расход жидкости под сектором можно представить как:

$$Q = \frac{(P_1 - P_2)a^3b}{12\mu L} + \frac{vab}{2}, \quad (2)$$

где v – скорость перемещения сектора относительно забоя, определяемая величиной частоты вращения и диаметром инструмента.

Высота зазора a между рабочим торцом сектора и забоем скважины определяется размером и выпуском алмазных резцов, а также глубиной их внедрения в горную породу. Показатели этих параметров являются переменными в процессе бурения и зависят от степени износа резцов и изменения геологических условий.

Согласно результатам компьютерного моделирования, повышение частоты вращения инструмента способствует проникновению части промывоч-

ной жидкости из торцевого канала в зону второго и последующих рядов режущих элементов бурового инструмента (рис. 3). При этом, согласно выражению (2), при вращении инструмента под его рабочим сектором возникает не только фрикционный поток, но и в силу перераспределения гидравлического давления за счет перемещения сектора формируется напорное течение. В то же время, проникая под сектор, жидкость теряет энергию за счет обтекания резцов, встречающихся на ее пути (рис. 3, а, б). Поэтому чем дальше от торцевого промывочного канала находится резец (считая от набегающей части сектора), тем меньше расход жидкости в его пределах (рис. 3, а, б).

Все это объясняет тот факт, что чем длиннее сектор, тем меньше омываются промывочной жидкостью резцы последнего радиального ряда сектора. При прочих равных условиях снижение длины сектора способствует увеличению количества жидкости, поступающей к рабочей поверхности резцов (рис. 2, д, ж), даже при снижении скорости течения жидкости. Однако уменьшение длины сектора бурового инструмента может привести к ухудшению его прочностных характеристик и потерям в площади рабочей поверхности.

Одним из способов увеличения расхода жидкости под торцом инструмента может выступать изменение конструкции циркуляционной системы и геометрии сектора. Например, при размещении боковых промывочных каналов так, чтобы количество наружных боковых каналов промывочной системы бурового инструмента было в два раз меньше, чем внутренних (рис. 4) [29], создаются такие гидробарические условия, при которых увеличивается объем и скорость потока жидкости, проходящей под наиболее нагретой и загрязненной алмазосодержащей частью секторов коронки, что увеличивает ресурс инструмента за счет улучшенной очистки и охлаждения плоскости контакта резцов с горной породой.

А округление концов набегающей части сектора соответственно форме течения жидкости снизит потери активной жидкости, проникающей под рабочий торец.

Основываясь на вышесказанном, можно заключить, что чем меньше резец, тем меньше зазор между сектором и забоем скважины (параметр a в формулах (1), (2)), из-за чего напорное течение в этой зоне снижается, а при использовании импрегнированного инструмента и вовсе отсутствует. В таком случае влияние циркуляции промывочной жидкости на гидродинамические процессы, протекающие в рабочей зоне инструмента, незначительно. При бурении импрегнированным инструментом (при малых зазорах a) гидравлические процессы в этой зоне определяются свойствами жидкой среды, геометрией торца сектора и частотой вращения инструмента.

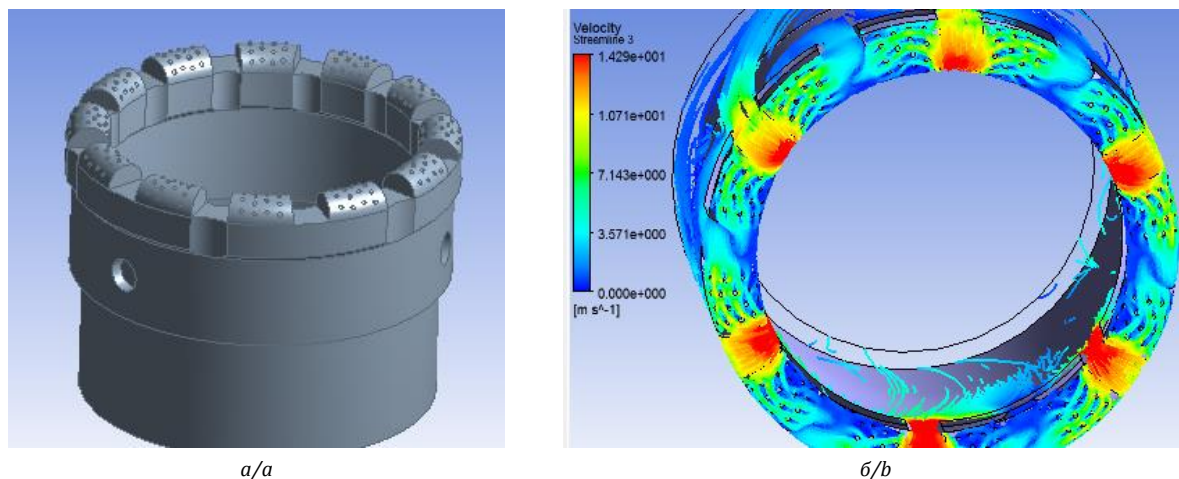


Рис. 4. Алмазная буровая коронка с развитой промывочной системой [29]: а) трехмерная модель; б) результаты моделирования гидродинамических процессов

Fig. 4. Diamond drill bit with a developed flushing system [29]: a) three-dimensional model; b) results of simulation of hydrodynamic processes

Выводы. Основные направления регулирования гидродинамических процессов путем изменения конструкции бурового инструмента

Разрабатываемая конструкция бурового инструмента должна способствовать улучшению реализации функций промывочной жидкости, что особенно актуально в зоне контакта режущей поверхности с горной породой. На этапе проектирования разрабатываемые конструкции следует разделять на типы геометрии торца: сферический, где каждый резец имеет возможность контакта с поступающей на забой промывочной жидкостью, и секторный, где резцы могут располагаться на разном расстоянии от промывочного канала инструмента.

При бурении долотами PDC типовой конструкции контакт резца с промывочной жидкостью определяется не только конструкцией промывочного канала, находящегося перед резцом, но и следующими факторами:

- глубиной внедрения резца в горную породу;
- физико-механическими свойствами разрушаемых горных пород;
- размером и ориентацией резца PDC.

Наиболее сложное течение жидкости в призабойной зоне наблюдается при бурении инструментом секторного типа. При этом можно выделить следующие основы регулирования гидродинамических процессов в призабойной зоне скважины путем изменения конструкции бурового инструмента:

- увеличение размеров торцевых промывочных каналов способствует снижению гидравлического давления на забое, однако при этом снижается перепад давления между внутренней и наружной частью породоразрушающего инструмента, влияющий на степень выноса шлама;
- снижение разности размеров боковых и торцевых промывочных каналов способствует стабилизации течения жидкости;
- применение принципа плавного входа с закруглением способствует стабилизации течения жидкости в призабойной зоне;
- форма и радиус закругления сектора влияет на интенсивность турбулентности жидкости в торцевом канале;
- чем меньше зазор между сектором и забоем скважины, тем больше влияние частоты вращения на гидравлические процессы, протекающие в зоне контакта режущей поверхности инструмента и забоя, что оказывает влияние на характер разрушения горной породы;
- в конструкциях бурового инструмента кольцевого секторного типа регулирование гидродинамических процессов в рабочей зоне возможно путем одновременного изменения количества и геометрии промывочных каналов.
- скругленные концы набегающей части сектора способствуют улучшению циркуляции жидкости под рабочим торцом инструмента.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нескомрных В.В., Попова М.С., Баочанг Л. Разрушение горных пород при бурении скважин алмазным буровым инструментом : монография. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2020. – 268 с.
2. Шмелев В.А. Экспериментальное исследование влияния параметров разрушения горных пород на эффективность бурения скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 10 (358). – С. 5–11. DOI: 10.33285/0130-3872-2022-10(358)-5-11.

3. Brook B. Principles of diamond tool technology for sawing rock // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2002. – Vol. 39 (1). – P. 41–58.
4. Tonon F., Amadei B. Effect of elastic anisotropy on tunnel wall displacements behind a tunnel face // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. – 2002. – Vol. 35 (3). – P. 141–160.
5. Vtorushin E.V., Dorovsky V.N. Cutting forces estimation with non-Euclidean model of inelastic deformations applied to rock cutting. – San Francisco: ARMA, American Rock Mechanics Association, 2017. – Vol. 4. – 137 p.
6. 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). – P. 1347–1360.
7. 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). – P. 145–164.
8. Борисов К.И. Динамика работы резцов в процессе разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего действия типа PDC // *Известия Томского политехнического университета*. – 2010. – Т. 317. – № 1. – С. 161–164.
9. 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.
10. 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). – P. 434–442.
11. Hasan A.R., Kabir C.S. Wellbore heat-transfer modeling and applications // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2012. – Vol. 96–97. – P. 109–119.
12. A novel method for measuring and analyzing the interaction between drill bit and rock / X. Wang, Z. Wang, D. Wang, L. Chai // *Measurement*. – 2018. – Vol. 121. – P. 344–354.
13. Kanyanta V., Ozbayraktar S., Maweja K. Effect of manufacturing parameters on polycrystalline diamond compact cutting tool stress-state // *International Journal of Refractory Metals and Hard Materials*. – 2014. – Vol. 45. – P. 147–152.
14. 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.
15. 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.
16. Нескормных В.В., Попова М.С., Харитонов А.Ю. Влияние сил сопротивления на глубину резания–скалывания горной породы алмазным резцом // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 40–48.
17. 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. – Vol. 113. – P. 11–23.
18. Drilling tools on frozen soils / I. Martyuchenko, M. Zenin, S. Ivanov, A. Kolesnikov // *Mining Informational and Analytical Bulletin (Scientific and Technical Journal)*. – 2022. – № 10-1. – P. 59–65. DOI: 10.25018/0236_1493_2022_101_0_59.
19. 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*. – July 2020. – Vol. 190. – № 107120.
20. Integrated FEA modeling offers system approach to drillstring optimization / H. Aslaksen, M. Annand, R. Duncan, A. Fjaere, L. Paez, U. Tran // *Society of Petroleum Engineers. SPE Drilling Conference*. – Miami, Florida, USA, 2006. – P. 669–684. DOI: 10.2118/99018-MS
21. 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). – P. 1913–1929.
22. Пушмин П.С., Рожков А.А. Задачи оптимизации параметров промывочных систем породоразрушающего инструмента // *Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований: сб. науч. тр.* – 2008. – Вып. 8. – С. 233–240.
23. Пушмин П.С. Факторы регулирования гидродинамических показателей для оптимизации процесса алмазного бурения // *Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАН*. – 2010. – № 2 (37). – С. 167–172.
24. Жентичка М.В. Применение PDC долот Smith bits (Schlumberger) при бурении скважин на Ванкорском месторождении // *Инженерная практика*. – 2012. – № 10 – С. 54–58.
25. Газовая динамика. Механика жидкости и газа / В.С. Бекнев, В.М. Епифанов, А.И. Леонтьев и др. / под общ. ред. А.И. Леонтьева. – М.: Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана, 1997. – 671 с.
26. Product Catalog. Smith bits. – France: Schlumberger Company, 2018. – 87 p.
27. Spear. Smith bits. – France: Schlumberger Company, 2012. – 12 p.
28. Каталог продукции. Успешный путь к недрам. – Уфа: Бурсервис. – 25 с. URL: https://www.burservice.ru/burservice_ru.pdf (дата обращения 04.07.2023).
29. Алмазная буровая коронка: пат. пат. № 2745546, Российская Федерация, С1; заявл.12.10.2020; опубл. 26.03.2021, Бюл. № 9. – 9 с.
30. Попова М.С., Харитонов А.Ю. Особенности проектирования работы режущей части алмазного бурового инструмента // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2023. – № 2 (362). – С. 5–10. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-2(362)-5-10.
31. Сериков Д.Ю. Перспективная конструкция гидромониторной насадки шарошечного бурового инструмента // *Сфера. Нефть и Газ*. – 2022. – № 3 (86). – С. 72–78.

Информация об авторах

Марина Сергеевна Попова, кандидат технических наук, доцент кафедры технологии и техники разведки Сибирского федерального университета, Россия, 660025, г. Красноярск, пр. им. газеты «Красноярский рабочий», 95. alleniram83@mail.ru; <http://orcid.org/0000-0002-1462-8339>

Поступила: 05.07.2023

Прошла рецензирование: 12.07.2023

Принята к публикации: 22.03.2024

REFERENCES

1. Neskormnih V.V., Popova M.S., Liu Baochang. *Destruction of rocks when drilling wells with diamond drilling tools: Monograph*. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Publ., 2020. 268 p. (In Russ.)
2. Shmelev V.A. Experimental study of the influence of rock destruction parameters on the efficiency of well drilling. *Stroitelstvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2022, no. 10 (358), pp. 5–11. (In Russ.) DOI: 10.33285/0130-3872-2022-10(358)-5-11.
3. 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.
4. 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.
5. Vtorushin E.V., Dorovsky V.N. *Cutting forces estimation with non-Euclidean model of inelastic deformations applied to rock cutting*. San Francisco, ARMA, American Rock Mechanics Association, 2017. Vol. 4, 137 p.
6. 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.
7. 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.
8. Borisov K.I. Dynamics of work of cutters in the process of destruction of rocks by cutting-shearing tools of the PDC type. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2010, vol. 317, no. 1, pp. 161–164. (In Russ.)
9. 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-analiticheskii byulleten*, 2017, no. 8, pp. 225–230. (In Russ.)
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. Kanyanta V., Ozbayraktar S., Maweja K. Effect of manufacturing parameters on polycrystalline diamond compact cutting tool stress-state. *International Journal of Refractory Metals and Hard Materials*, 2014, vol. 45, pp. 147–152.
14. 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.
15. Tretyak A.Ya., Borisov K.A. Classification of PDC plate fractures caused by downhole vibrations during well drilling. *Research results-2020. Materials of the V National Conference of the teaching staff and researchers of the YRSPU (NPI)*. Novocherkassk, 2020. pp. 252–254. (In Russ.)
16. Neskormnykh V.V., Popova M.S., Kharitonov A.Yu. Influence of resistance forces on the depth of rock cutting–chipping by a diamond cutter. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 10, pp. 40–48. (In Russ.)
17. 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.
18. Martyuchenko I., Zenin M., Ivanov S., Kolesnikov A. Drilling tools on frozen soils. *Mining Informational and Analytical Bulletin (Scientific and Technical Journal)*, 2022, no. 10-1, pp. 59–65. DOI: 10.25018/0236_1493_2022_101_0_59.
19. 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.
20. Aslaksen H., Annand M., Duncan R., Fjaere A., Paez L., Tran U. Integrated FEA modeling offers system approach to drillstring optimization. *Society of Petroleum Engineers. SPE Drilling Conference*. Miami, Florida, USA, 2006. pp. 669–684. DOI: 10.2118/99018-MS
21. 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.
22. Pushmin P.S., Rozhkov A.A. Problems of optimizing the parameters of flushing systems of rock cutting tools. *Geology, prospecting and exploration of minerals and methods of geological research*, 2008, vol. 8, pp. 233–240. (In Russ.)
23. Pushmin P.S. Factors regulating hydrodynamic parameters for optimizing the process of diamond drilling. *Proceedings of the Siberian Branch of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences*, 2010, no. 2 (37), pp. 167–172. (In Russ.)
24. Zhentichka M.V. Use of Smith bits (Schlumberger) PDC bits in well drilling at the Vankor field. *Engineering practice*, 2012, no. 10, pp. 54–58. (In Russ.)

25. Beknev V.S., Epifanov V.M., Leontiev A.I. *Gas dynamics. Mechanics of liquid and gas*. Moscow, Moscow State Technical University named after N.E. Bauman Publ., 1997. 671 P. (In Russ.)
26. *Product Catalog. Smith bits*. France, Schlumberger Company, 2018. 87 p.
27. *Spear. Smith bits*. France, Schlumberger Company, 2012. 12 p.
28. *Product catalog. Successful path to the subsoil*. Ufa, Burservis Publ. 25 p. (In Russ.) Available at: https://www.burservice.ru/burservice_ru.pdf (accessed 04 July 2023).
29. Neskromnih V.V., Popova M.S., Birzyukov A.A. *Diamond drill bit*. Patent RF, no. 2745546, 2021.
30. Popova M.S., Kharitonov A.Yu. Features of designing the operation of the cutting part of a diamond drilling tool. *Construction of oil and gas wells on land and offshore*, 2023, no. 2 (362), pp. 5–10. (In Russ.)
31. Serikov D.Yu. Promising design of a hydraulic monitor attachment for a roller-cone drilling tool. *Sphere. Oil and gas*, 2022, no. 3 (86), pp. 72–78. (In Russ.)

Information about the authors

Marina S. Popova, Cand. Sc., Associate Professor, Siberian Federal University, 95, Krasnoyarskiy rabochiy avenue, Krasnoyarsk, 660095, Russian Federation. alleniram83@mail.ru; <http://orcid.org/0000-0002-1462-8339>

Received: 05.07.2023

Revised: 12.07.2023

Accepted: 22.03.2024