

УДК 622.24.051.64

ГИДРОДИНАМИКА ПРИ БУРЕНИИ ИМПРЕГНИРОВАННЫМ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИМ ИНСТРУМЕНТОМ С ЭКСЦЕНТРИСИТЕТОМ РЕЖУЩЕЙ ЧАСТИ ТОРЦА МАТРИЦЫ

Нескоромных Вячеслав Васильевич¹,
sovair@bk.ru

Петенев Павел Геннадьевич¹,
pavel-whait@mail.ru

Попова Марина Сергеевна¹,
alleniram83@mail.ru

Комаровский Игорь Андреевич¹,
igorkomarovskij702@gmail.com

Головченко Антон Евгеньевич¹,
antong77@yandex.ru

Лиу Баочанг²,
liubc@jlu.edu.cn

¹ Институт горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета,
Россия, 660095, г. Красноярск, пр. им. газеты «Красноярский рабочий», 95.

² Университет Цзилинь,
Китай, 130026, г. Чанчунь, ул. Химинжу, 938.

Актуальность. К проектированию современного породоразрушающего инструмента выдвигаются высокие требования. Востребованным является буровой инструмент, за счет конструкции которого решается большая часть задач бурения: соблюдение запроектированной траектории ствола скважины, высокая скорость проходки и ресурс, эффективное разрушение горной породы, качество отбора керна и так далее. Зачастую, решая путем изменения конструктивных элементов инструмента одну проблему, разработчики не учитывают другую, которая может оказаться не менее значимой. Так, разработка импрегнированной коронки с эксцентриситетом режущей части торца матрицы позволила значительно уменьшить интенсивность естественного искривления, которое особо актуально при бурении в анизотропных горных породах. Однако изменение конструкции коронки повлекло за собой снижение ресурса инструмента. На необходимость комплексного, системного подхода к исследованию механизма работы бурового инструмента авторами указывалось неоднократно. В связи с этим, учитывая преимущество полученной конструкции в области стабилизации направления ствола скважины, актуальным является исследование причин скорого износа таких коронок. Основной причиной износа алмазного инструмента является перегрев и зашламование режущей части, поэтому при конструировании любого алмазного породоразрушающего инструмента необходимо дополнительно исследовать гидродинамические процессы, протекающие при его работе на забое скважины.

Цель: определение особенностей течения жидкости в пределах импрегнированного породоразрушающего инструмента, выделение основных причин износа матрицы, связанных с гидродинамикой на забое, а также конструктивные решения намеченных проблем.

Объекты: процесс гидродинамики бурения импрегнированным породоразрушающим инструментом.

Методы: компьютерное моделирование, аналитические исследования, анализ.

Результаты. Изменение конструкции торца матрицы импрегнированной коронки в сторону смещения равномерности размещения секторов приводит к неравномерному распределению очистного агента в рабочей зоне инструмента. Как следствие, наиболее зашламованные сектора хуже омываются жидкостью и быстрее изнашиваются. Для реализации поставленной задачи – эксцентриситета режущей части торца матрицы с высоким ресурсом, предложены варианты конструктивного исполнения торца импрегнированной коронки.

Ключевые слова:

Импрегнированный породоразрушающий инструмент, эксцентриситет режущей части торца матрицы, гидродинамика в процессе бурения, промывочная система бурового инструмента, компьютерное моделирование.

Введение

На сегодняшний день большая часть буриемых геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые бурится с применением снарядов со съемным керноприемником (ССК). В связи с тем, что средняя глубина геологоразведочных скважин в последнее время неуклонно растет, все чаще возникает проблема невыполнения скважиной своей геологической

задачи по причине высоких интенсивностей естественного искривления скважин [1–19].

Одним из путей решения данной проблемы является использование клиновых отклонителей или отклонителей непрерывного действия (ОНД). Однако для существенного изменения траектории при использовании клиновых отклонителей требуется большое число их постановок, что существенно ска-

зывается на материальных и трудовых затратах. В случае использования ОНД в скважинах, буримых с ССК, на первый план выходит недостаток большинства конструкций ОНД, связанный с высокой интенсивностью набора кривизны и невозможностью ее регулировки в процессе бурения [1–6].

В этом случае перспективным направлением является развитие стабилизирующих технических средств, способных снижать интенсивность естественного искривления за счет особенностей своей конструкции.

Одним из примеров таких конструкций служат конструкции алмазных импрегнированных коронок фирм *Atlas Copco* и *Boart Longyear* [20, 21]. Основной идеей таких инструментов является уменьшение площади торца породоразрушающего инструмента с тем, чтобы добиться снижения осевого усилия без потерь производительности бурения. Снижение осевой нагрузки, в свою очередь, снижает прогиб колонкового набора и позволяет снизить кривизну скважин.

К таким техническим средствам также относится импрегнированный алмазный породоразрушающий инструмент (ПРИ) с эксцентриситетом режущей части торца матрицы. Принцип действия такого ПРИ основан на неравномерно распределенных силах сопротивления резанию–скалыванию породы в процессе бурения. Обеспечивается это неравномерным распределением резцов в торце матрицы породоразрушающего инструмента. Неуравновешенные силы сопротивления резанию–скалыванию породы в итоге задают вид вращения ПРИ вокруг оси скважины, что позволяет даже в условиях перекоса ПРИ на забое сохранять контакт со стенками скважины боковому вооружению коронки и не производить более интенсивного фрезерования одной из сторон стенки скважины с формированием кривизны [1–7].

Постановка проблемы

Исследования в области бурения требуют научных подходов с учетом всех параметров, влияющих на систему [22, 23].

Простейшим образцом подобного стабилизирующего породоразрушающего инструмента может служить стандартная импрегнированная коронка с удаленными в определенном порядке сегментами. При производственных испытаниях экспериментальных образцов коронок с эксцентриситетом режущей части матрицы на месторождении «Попутнинское», изготовленных из стандартных коронок типоразмера НQ (рис. 1) [2], были получены положительные результаты в виде уменьшения интенсивности естественного искривления скважин в 3,2 раза, повышения механической скорости бурения на 20 %, снижения общего числа подклинов. Однако в ходе производственных испытаний также наблюдалось снижение ресурса ПРИ, которое нельзя объяснить лишь общим снижением площади торца матрицы.

Удаление двух рабочих секторов привело к неравномерному распределению площади промывочных каналов и, как следствие, к нарушению баланса гидравлических сопротивлений. В результате перепада давления жидкости на торце испытуемой коронки

основная часть промывочного агента устремилась в область больших по ширине промывочных каналов, а малые каналы стали испытывать недостаток жидкости для охлаждения и очистки инструмента.

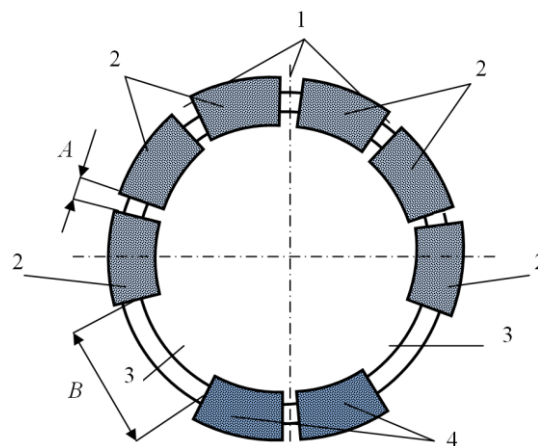


Рис. 1. Конструкция матрицы экспериментальной коронки типа КИТ с эксцентриситетом режущей части: 1 – промывочные окна меньшей ширины; 2 – рабочие сектора; 3 – широкие промывочные окна; 4 – более твердые алмазные сектора

Fig. 1. Design of the matrix of an experimental diamond core (KIT) for drilling anisotropic rocks: 1 – narrow flushing channels with a width of A; 2 – wide flushing sectors with a width of B; 3 – diamond-containing sectors; 4 – harder diamond sectors

Методика

Давление промывочного агента в каналах геолого-разведочной буровой коронки, не учитывая потери давления в соединениях буровых труб, можно выразить в общем виде согласно зависимости (1) [24, 25]:

$$P_3^{\text{вх}} = P_n + \rho g H - \Delta P, \quad (1)$$

где $P_3^{\text{вх}}$ – давление на забое на входе в промывочный канал; P_n – давление, создаваемое буровым насосом; ρ – плотность промывочного агента; H – высота столба промывочной жидкости; ΔP – перепад давления на выходе из промывочных каналов коронки; g – ускорение свободного падения.

Значение ΔP выразим через формулу расхода промывочного агента (2):

$$Q = \mu f \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}}, \quad (2)$$

где μ – коэффициент расхода жидкости (0,82); f – площадь промывочного канала; ρ – плотность промывочного агента.

С учетом суммы площади всех каналов стандартной коронки расход промывочной жидкости имеет вид выражения (3):

$$Q_{\text{ст}} = \mu \Sigma f \sqrt{\frac{2\Delta P_{\text{ст}}}{\rho}}, \quad (3)$$

где $\Sigma f = f_M n$, f_M – площадь стандартного для коронки КИТ промывочного канала; n – количество промывочных каналов.

Отсюда можно получить значение $\Delta P_{\text{ст}}$ согласно выражению (4):

$$\Delta P_{\text{ст}} = \frac{\left(\frac{Q}{\mu \Sigma f} \right)^2 \rho}{2}. \quad (4)$$

После удаления двух секторов коронки формула (2) приобретет вид (5):

$$Q_{\text{изм}} = \mu \Sigma F \sqrt{\frac{2\Delta P_{\text{изм}}}{\rho}}, \quad (5)$$

где суммарная площадь промывочных каналов $\Sigma F = f_M(n-4) + F_6 \cdot 2$, F_6 – площадь большого канала.

Тогда $\Delta P_{\text{изм}}$ можно определить по формуле (6):

$$\Delta P_{\text{изм}} = \frac{\left(\frac{Q}{\mu \Sigma F} \right)^2 \rho}{2}. \quad (6)$$

Таким образом, изменение давления при бурении коронкой с эксцентриситетом режущей части по сравнению со стандартной коронкой будет равно

$$P_3^{\text{вх}} = P_{\text{н}} + \rho g H - \Delta P_{\text{изм}}.$$

Следовательно $\Delta P_{\text{ст}} > \Delta P_{\text{изм}}$, что указывает на уменьшение гидравлических сопротивлений, которые испытывает промывочный агент в коронке с эксцентриситетом торца. Распределение давления жидкости в пределах торца коронки в этом случае можно представить в виде эпюры, следующим образом (рис. 2).

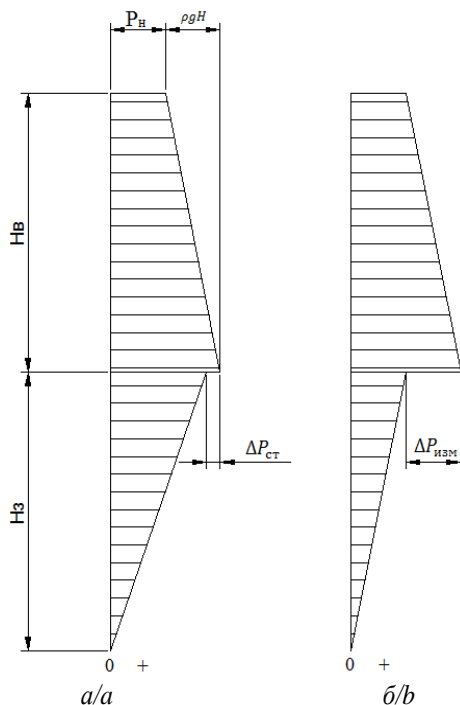


Рис. 2. Эпюра распределения давления: а) стандартная коронка; б) испытываемая коронка; $H_в$ – длина внутритрубно пространства; $H_з$ – затрубное пространство

Fig. 2. Diagram of pressure distribution using: a) a standard crown; b) a prototype crown; $H_в$ – well depth (in-pipe space); $H_з$ – annulus

Таким образом, учитывая геометрию исследуемых образцов импрегнированных коронок (КИТ, типоразмер HQ), изменение площади торца матрицы (F), отведенной на промывку забоя, с 450 мм² (стандартная коронка) до 770 мм², привело к тому, что большая часть этой величины, а именно 500 мм², приходится на площадь больших по ширине (В, рис. 1) промывочных каналов, и только 270 мм² относится к промывочным каналам меньшей ширины (А, рис. 1).

Общее значение количества жидкости, проходящей через промывочный канал при бурении стандартной коронкой, будет выглядеть следующим образом

$$Q_{f_M} = \frac{Q_{\text{ст}}}{\Sigma f} f_M.$$

И для коронки типоразмера HQ составит 4 л/мин.

А при бурении испытываемой коронки КИТ с эксцентриситетом режущей части матрицы:

$$Q_{f_M} = \frac{Q_{\text{изм}}}{\Sigma F} f_M.$$

И для того же типоразмера составит 2,34 л/мин.

В результате изменения геометрии торца матрицы, на 41,5 % уменьшилось количество жидкости, проходящей через промывочные каналы меньшей ширины.

Полученные значения определены в условиях равенства распределения давления между промывочными каналами (рис. 3, а). При том можно предположить, что давление будет распределяться по торцу коронки неравномерно (рис. 3, б), преобладавая в одних окнах и, возможно, сильно снижаясь в других, что также влияет на картину распределения промывочного агента на забое скважины.

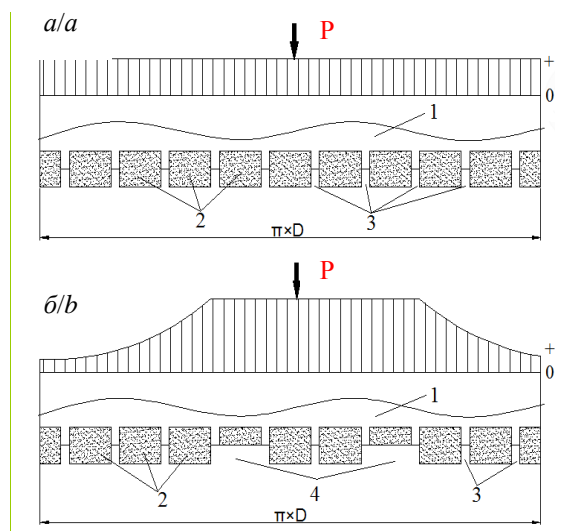


Рис. 3. Развертка боковой поверхности коронок: а) стандартной коронки; б) испытываемого образца коронки КИТ; 1 – корпус; 2 – сектора; 3 – малые промывочные каналы; 4 – большие промывочные каналы

Fig. 3. Reamer of a side surface of the crowns: a) standard diamond crown; b) layout of the KIT crown; 1 – crown body; 2 – diamond-containing sectors; 3 – small flushing channels; 4 – large flushing channels

Таким образом, при недостаточном количестве промывочной жидкости в пределах малых промывочных каналов в процессе экспериментального бурения внутренняя поверхность алмазосодержащих секторов матрицы недостаточно охлаждалась и очищалась от шлама. Налипание шлама, уменьшая проходное отверстие из-за отсутствия малых каналов, усугубляло ситуацию и в конечном итоге привело к повышенному износу данной части матрицы. Что способствовало уменьшению ресурса коронки.

Изучение точной картины распределения давления и расхода очистного агента через неравные по ширине каналы требует дополнительных исследований, которые затруднительны в производственных условиях. В связи с этим были разработаны трехмерные модели, позволяющие произвести компьютерное моделирование гидродинамических процессов, протекающих на забое при бурении скважин импрегнированными коронками, отличающимися конструкцией торца.

На первом этапе для сравнения приняты модели импрегнированных коронок КИТ типоразмера НQ. Различаются полученные модели количеством и расположением секторов матрицы (рис. 4). Первая модель содержит десять секторов, равномерно расположенных по торцу коронки (рис. 4, а), вторая имеет восемь секторов, расположенных неравномерно, с целью создания эксцентриситета (рис. 4, б).

Задача реализуется методом конечных элементов. Для составляемых моделей исходными данными выбраны конструктивные параметры коронки КИТ и режимы бурения. Каждая составляемая модель состоит из домена промывочной жидкости, форма которой полностью повторяет промывочную систему выбранной импрегнированной коронки в забойной зоне скважины. Каждая модель реализует прямую промывку скважины.

Составленные 3D модели позволяют определять скорость течения и давление очистного агента в любой точке призабойной зоны. В качестве начальных условий выступают исходное направление жидкости и относительное давление равно 0. Разработанные

модели учитывают вращение коронки относительно элементов скважины (стенок, забоя, керна), а также его влияние на течение жидкости.

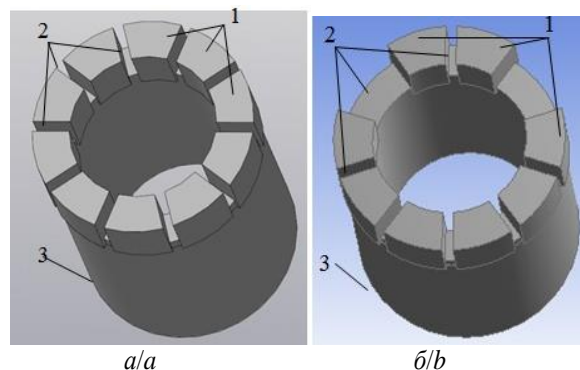


Рис. 4. Модель исследуемой конструкции коронки: а) серийно-выпускаемая коронка КИТ типоразмера НQ; б) коронка с эксцентриситетом режущей части торца матрицы: 1 – сектор; 2 – промывочное окно; 3 – корпус

Fig. 4. Model of the investigated crown design: a) commercially available KIT crown of size HQ; b) crown with an eccentricity of the cutting part of the matrix end face: 1 – sector; 2 – flushing window; 3 – housing

Моделирование проводилось для условий бурения при частоте вращения 1000 об/мин, а подача промывочной жидкости варьировалась в пределах 40–70 л/мин.

Анализ

Результаты моделирования подтвердили, что при бурении коронкой с эксцентриситетом режущей части торца матрицы основная масса потока очистного агента уходит в область удаленных сегментов (рис. 5). Жидкость попадает в промывочные окна между имеющимися секторами коронки, однако скорость ее течения в 2 раза меньше, чем в области удаленных сегментов (рис. 5, в).

Подаваемая на забой жидкость при бурении коронкой КИТ распределяется равномерно, в равных частях между секторами матрицы (рис. 6).

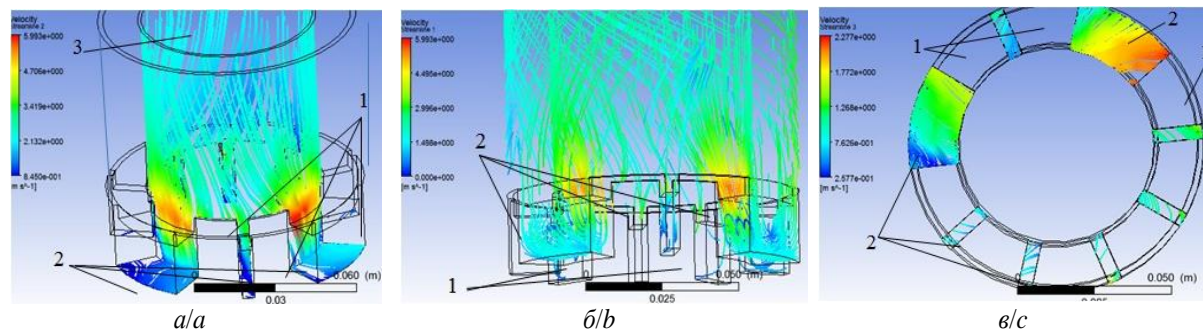


Рис. 5. Результаты компьютерного моделирования. Скорость течения жидкости в забойной зоне при бурении импрегнированной коронкой с эксцентриситетом режущей части торца матрицы: а) течение жидкости в зоне контакта с керном; б) течение жидкости в промывочной системе коронки; в) течение жидкости на торце коронки (1 – сектор; 2 – промывочное окно; 3 – керна)

Fig. 5. Computer simulation results. The fluid flow rate in the bottomhole zone when drilling with an impregnated crown with an eccentricity of the cutting part of the matrix end face: a) fluid flow in the core contact zone; b) fluid flow in the flushing system of the crown; c) fluid flow at the end of the crown (1 – sector; 2 – flushing window; 3 – core)

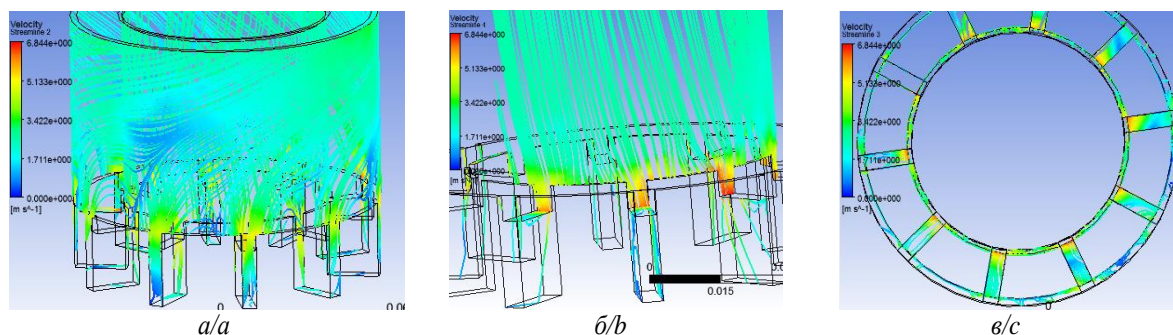


Рис. 6. Результаты компьютерного моделирования. Скорость течения жидкости в забойной зоне при бурении импрегнированной коронкой типа КИТ: а) течение жидкости в промывочной системе коронки; б) течение жидкости в зоне контакта с керном; в) течение жидкости на торце коронки

Fig. 6. Computer simulation results. The fluid flow rate in the bottomhole zone when drilling with an impregnated crown KIT: а) fluid flow in the flushing system of the crown; б) fluid flow in the core contact zone; в) fluid flow at the end of the crown

Зафиксировано интересное явление. В условиях высокочастотного бурения, а также в связи с малыми размерами зазоров, где протекает очистной агент, на течение жидко-

сти во многом оказывает влияние направление вращения ПРИ (рис. 7), что подтверждает выводы, сделанные для однослойного алмазного колонкового ПРИ в работе [26].

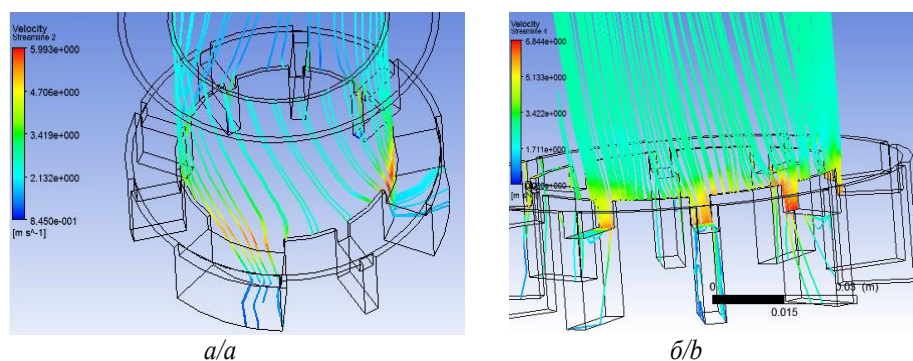


Рис. 7. Течение жидкости между керном и коронкой: а) коронка с эксцентриситетом; б) коронка типа КИТ

Fig. 7. Fluid flow between core and crown: а) crown with an eccentricity; б) KIT crown

Зоной наибольшего давления исследуемой модели является зазор между керном и кернообразующей частью коронки. В коронке с равномерно расположенными секторами промывочные окна имеют одинаковые геометрические размеры и таким образом при попадании в торцевую часть давление жидкости перераспределяется одинаково по всем промывочным окнам (рис. 8).

Использование конструкции коронки с эксцентриситетом режущей части торца приводит к тому, что при достижении области торцевых промывочных окон основная масса очистного агента устремляется в зону наименьших гидравлических сопротивлений и поступает в места удаления сегментов. Здесь наблюдается резкое падение давления жидкости, в то время как в меньших по размерам промывочных окнах давление в 1,5 раза больше (рис. 9).

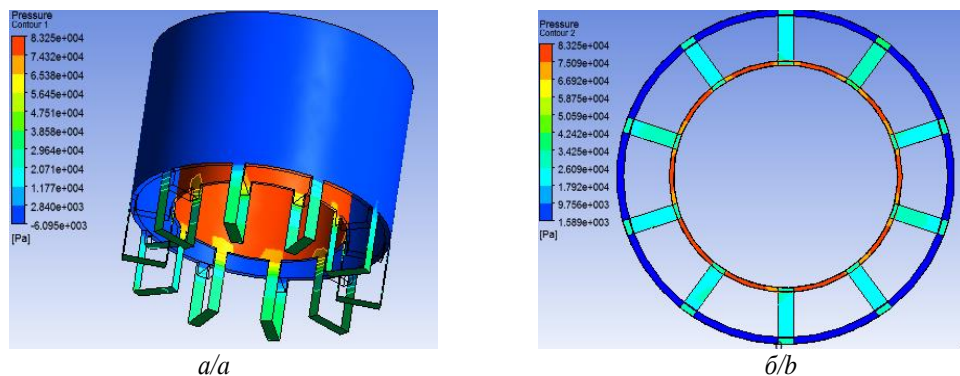


Рис. 8. Результаты компьютерного моделирования. Давление жидкости в забойной зоне при бурении импрегнированной коронкой КИТ: а) в пределах тела коронки; б) на торце коронки

Fig. 8. Computer simulation results. Liquid pressure in the bottomhole zone when drilling with an impregnated bit KIT: а) within the body of the crown; б) at the end of the crown

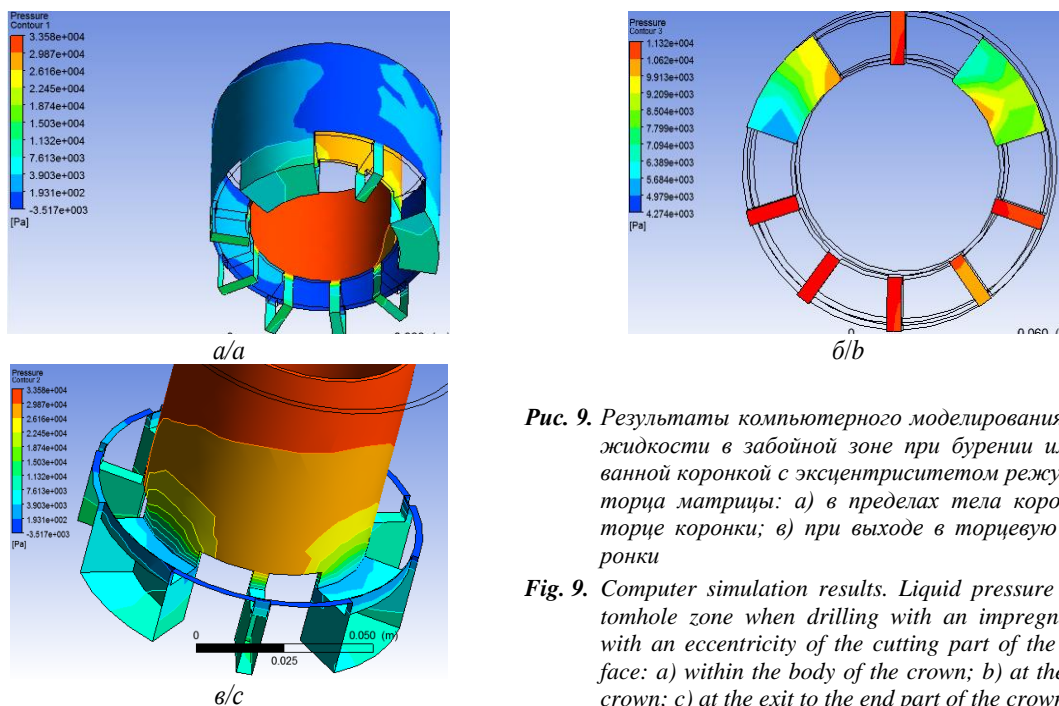


Рис. 9. Результаты компьютерного моделирования. Давление жидкости в забойной зоне при бурении импрегнированной коронкой с эксцентриситетом режущей части торца матрицы: а) в пределах тела коронки; б) на торце коронки; в) при выходе в торцевую часть коронки

Fig. 9. Computer simulation results. Liquid pressure in the bottomhole zone when drilling with an impregnated crown with an eccentricity of the cutting part of the matrix end face: a) within the body of the crown; b) at the end of the crown; c) at the exit to the end part of the crown

Таким образом, в связи с повышенным давлением и малой скоростью течения жидкости в промывочных окнах между секторами, на которые приходится основная часть работы по разрушению горной породы, происходит слабая очистка и охлаждение этих секторов очистным агентом. Сектора быстрее изнашиваются, с чем собственно и связано снижение ресурса коронки, зафиксированное при производственных испытаниях.

Основным недостатком конструкции импрегнированной коронки с эксцентриситетом режущей части

торца, достигнутого путем удаления сегментов матрицы, является режим неравномерного распределения потока очистного агента в забойной зоне. Учитывая важность сохранения равных гидравлических сопротивлений в торце стабилизирующего ПРИ разработан и предложен целый ряд конструкций породоразрушающих инструментов, способных реализовывать вращение инструмента вокруг оси скважины с сохранением гидравлических сопротивлений в его торце. Некоторые из защищенных патентами РФ [27, 28] конструкций представлены на рис. 10.

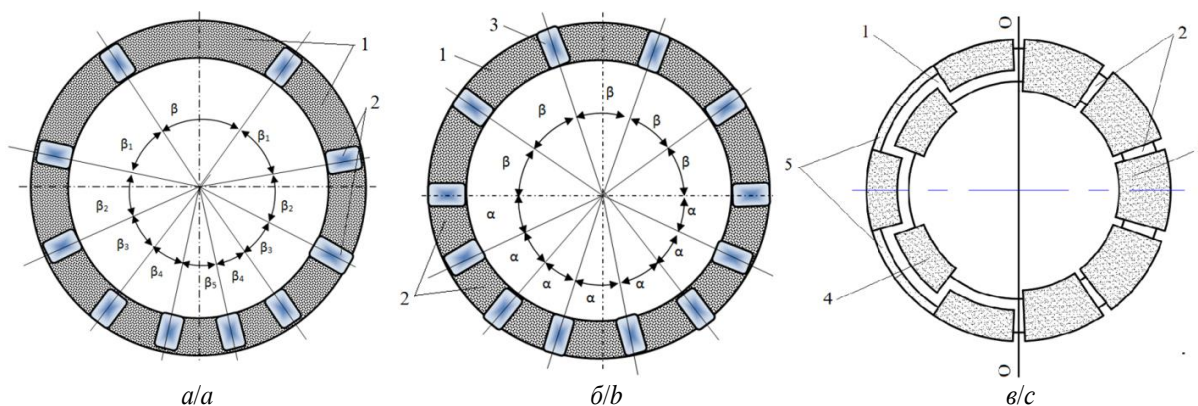


Рис. 10. Конструкции динамически стабилизирующего инструмента, защищенные патентами РФ: а) коронка с различными углами обхвата β ; β_1 ; β_2 ; β_3 ; β_4 ; β_5 ; 1 – алмазосодержащие секторы, 2 – промывочные каналы; б) коронка с двумя различными углами обхвата α и β ; 1 – большие алмазосодержащие секторы, 2 – малые алмазосодержащие секторы, 3 – промывочные каналы; в) коронка с неравными по диаметру алмазосодержащими каналами: 1 – корпус, 2 – промывочные каналы, 3 – стандартные алмазосодержащие секторы, 4 – малые алмазосодержащие секторы, 5 – стабилизирующий пояс

Fig. 10. Designs of a dynamically stabilizing tool protected by patents of the Russian Federation: a) crown with different angles of coverage β ; β_1 ; β_2 ; β_3 ; β_4 ; β_5 ; 1 – diamond-containing sectors, 2 – flushing channels; b) crown with two different grasping angles α and β ; 1 – large diamond-containing sectors, 2 – small diamond-containing sectors, 3 – flushing channels; c) crown with diamond-containing channels of unequal diameter: 1 – body, 2 – flushing channels, 3 – standard diamond-containing sectors, 4 – small diamond-containing sectors, 5 – stabilizing belt

Выводы

1. Конструкция импрегнированной коронки с удаленными сегментами позволяет добиться эксцентриситета режущей части торца матрицы, что способствует борьбе с естественным искривлением скважины, однако при этом обладает недостатком снижения ресурса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2012. – 328 с.
2. Разработка и экспериментальные исследования особенностей работы алмазной коронки для бурения в твердых анизотропных горных породах / В.В. Нескоромных, П.Г. Петенёв, А.Л. Неверов, П.С. Пушмин, Г.Р. Романов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 326. – № 4. – С. 30–40.
3. Tretyak A.A., Shvec V.V. The new type of strainer construction // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2019 / Ed. by V.S. Litvinenko. – London: Taylor & Francis Group, 2020. – V. 2. – P. 925–929.
4. Ларин А.А. Исследование процесса взаимодействия алмазного породоразрушающего инструмента с анизотропной горной породой с целью выявления закономерностей естественного искривления скважин: дис. ... канд. наук. – Томск, 2000. – 192 с.
5. Нескоромных В.В. Искривление скважин в анизотропных горных породах – Красноярск: Изд-во СФУ, 2017. – 199 с.
6. Пушмин П.С. Обоснование модели алмазной коронки на основе исследования механики разрушения твердых анизотропных пород: дис. ... канд. техн. наук. – Иркутск, 2006. – 131 с.
7. 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.
8. Borehole stability analysis: a new model considering the effects of anisotropic permeability in bedding formation based on poroelastic theory / L. Ding, Z. Wang, B. Liu, J. Lv // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2019. – V. 69. – P. 1–18. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102932> (дата обращения 03.03.2020).
9. 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. – V. 37 (13). – P. 1913–1929.
10. Brook B. Principles of diamond tool technology for sawing rock // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2002. – V. 39 (1). – P. 41–58.
11. 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. – V. 113. – P. 11–23.
12. Bobet A. Lined circular tunnels in elastic transversely anisotropic rock at depth // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2011. – V. 44 (2). – P. 149–167.
13. Tonon F., Amadei B. Effect of elastic anisotropy on tunnel wall displacements behind a tunnel face // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2002. – V. 35 (3). – P. 141–160.
14. Алиев А.А., Исмагилова З.Ф., Ульшина К.Ф. Определение прочностных характеристик анизотропных пород при сдвиге по результатам трехосного сжатия // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 9. – С. 25–28. URL: <https://rucont.ru/efd/472642> (дата обращения 28.02.2020).
15. Кривошеев В.В. Искривление скважин в анизотропных породах. – Томск: НТЛ, 1999. – 240 с.
16. Евсеев В.Д., Мавлютов М.Р. Пути повышения эффективности разрушения горных пород // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. – Томск, 2000. – Т. 1. – С. 463–465.
17. Fracture pressure model for inclined wells in layered formations with anisotropic rock strengths / T. Ma, Q.B. Zhang, P. Chen, C. Yang, J. Zhao // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 149. – P. 393–408.
18. Houali A., Tiab D. Analysis of interference testing of horizontal wells in an anisotropic medium // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE SPE 88537. – Perth, Australia, 2004. – P. 725–734.
19. Seismic anisotropy in mid to lower orogenic crust: Insights from laboratory measurements of Vp and Vs in drill core from central Scandinavian Caledonides / Q.C. Wenning, B.S.G. Almqvist, P. Hedin, A. Zappone // Tectonophysics. – 2016. – V. 692. – P. 14–28.
20. Atlas Copco company. Drilling equipment for the production of geological exploration and engineering survey works. Catalog. – 2016. URL: <http://www.atlascopco.us/usus/products/drilling-tools/1527859/> (дата обращения 03.03.2020).
21. Boart Longear. Catalog of diamond products. – 2015. URL: <http://www.boartlongear.com/drilling-equipment/catalogs/> (дата обращения 03.03.2020).
22. Hasan A.R., Kabir C.S. Wellbore heat-transfer modeling and applications // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – V. 96–97. – P. 109–119.
23. Basarir H., Karpuz C. Preliminary estimation of rock mass strength using diamond bit drilling operational parameters // International Journal of Mining, Reclamation and Environment. – 2016. – V. 30 (2). – P. 145–164.
24. Штеренлихт Д.В. Гидравлика. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 640 с.
25. Буровые промысловые жидкости. Буровые растворы на водной основе / А.О. Николаев, А.Л. Неверов, А.В. Минеев, А.В. Гусев. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012. – 156 с.
26. Попова М.С., Остапук А.Ю. Течение жидкости на забое скважины при бурении алмазной однослойной коронкой // Проблемы недропользования: Сборник научных трудов. Ч. I. – СПб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2018. – С. 87–89.
27. Алмазная коронка для бурения: пат. РФ № 171734 Российская Федерация, МПК Е 21 В 10/48. Заявл. 09.01.2017; опубл. 13.06.2017. – 7 с.
28. Алмазная коронка для бурения: пат. РФ № 161061 Российская Федерация, МПК Е 21 В 10/48. Заявл. 01.12.2015; опубл. 10.04.2016. – 6 с.

Поступила 22.10.2020 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.

Петенев П.Г., кандидат технических наук, доцент кафедры технологии и техники разведки Института горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета.

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

Комаровский И.А., старший лаборант кафедры технологии и техники разведки Института горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета.

Головченко А.Е., ассистент кафедры технологии и техники разведки Института горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета.

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

UDC 622.24.051.64

HYDRODYNAMICS WHEN DRILLING WITH AN IMPREGNATED DIAMOND TOOL WITH THE ECCENTRICITY OF THE CUTTING PART OF THE END FACE OF THE DRILLING TOOL MATRIX

Vyacheslav V. Neskoromnykh¹,
sovair@bk.ru

Pavel G. Petenev¹,
pavel-whait@mail.ru

Marina S. Popova¹,
alleniram83@mail.ru

Igor A. Komarovskiy¹,
igorkomarovskij702@gmail.com

Anton E. Golovchenko¹,
antong77@yandex.ru

Liu Baochang²,
liubc@jlu.edu.cn

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

² Jilin University,
938, Ximinzhong street, Changchun, 130026, China.

Relevance. High requirements are put forward for the design of modern rock-cutting tools. A drilling tool is in demand, due to the design of which most of the drilling tasks: compliance with the projected trajectory of the wellbore, high drilling speed and resource of the drilling tool, effective destruction of rock, quality of core selection, etc. are solved. Often, when solving one problem by changing the structural elements of the tool, developers do not take into account another one, which may be no less significant. Thus, the development of a diamond tool with the eccentricity of the cutting part of the matrix end has significantly reduced the intensity of natural curvature of wells, which is especially important when drilling in anisotropic rocks. However, the change in the design of the diamond tool resulted in a reduction in the tool's life. The authors have repeatedly pointed out the need for a comprehensive approach to the study of the mechanism of the drilling tool operation. In this regard, given the advantage of the resulting design in the field of regulating the well curvature, it is relevant to study the causes of rapid wear of such a drilling tool. The main reason for wear of a diamond tool is overheating and sludge bounding of the cutting part, so when designing any diamond drilling tool, it is necessary to further investigate the hydrodynamic processes occurring during its operation at the bottom of the well.

The purpose of research is to determine the characteristics of the drilling mud flow within the diamond tool, to identify the main causes of matrix wear associated with hydrodynamics at the bottom, as well as design solutions to the problems identified.

Objects: hydrodynamics of drilling with an impregnated drilling tool.

Methods: computer modeling, analytical research, analysis.

Result. Changing the design of the end face of the diamond tool matrix in the direction of shifting the uniformity of the placement of sectors leads to an uneven distribution of drilling mud in the area of operation of the tool. As a result, the most sludge bound sectors are less well cleaned with drilling mud and wear out faster. To implement the task – the eccentricity of the cutting part with a high resource, the variants of the design of the end face of the impregnated crown are proposed.

Key words:

Diamond drilling tools, eccentricity of the cutting part of the end face of the diamond drilling tool matrix, hydrodynamics during drilling, circulation system of the drilling tool, computer modeling.

REFERENCES

1. Neskoromnykh V.V. *Napravlennoe burenie i osnovy kernometrii* [Directional drilling and core measurement]. Moscow, INFRA-M Publ.; Krasnoyarsk, SFU Publ., 2015. 327 p.
2. Neskoromnykh V.V., Petenev P.G., Neverov A.L., Pushmin P.S., Romanov G.R. Development and experimental studies of the features of the diamond core for drilling in solid anisotropic rocks. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 326, no. 4, pp. 30–40. In Rus.
3. Tretyak A.A., Shvec V.V. The new type of strainer construction. *Topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2019*. Ed. by V.S. Litvinenko. London, Taylor & Francis Group, 2020. Vol. 2, pp. 925–929.
4. Larin A.A. *Issledovanie protsessa vzaimodeystviya almaznogo porodorazrushayushchego instrumenta s anizotropnoy gornoy porodoy s tselyu vyyavleniya zakonomernostey estestvennogo iskrivleniya skvazhin*. Dis. Kan. nauk [Investigation of interaction of diamond rock cutting tools with anisotropic rock in order to identify patterns of natural curvature of wells. Cand. Diss.]. Tomsk, 2000. 192 p.
5. Neskoromnykh V.V. *Iskrivlenie skvazhin v anizotropnykh gornykh porodakh* [Well curvature in anisotropic rocks]. Krasnoyarsk, SFU Publ., 2017. 199 p.
6. Pushmin P.S. *Obosnovanie modeli almaznoy koronki na osnove issledovaniya mekhaniki razrusheniya tverdykh anizotropnykh porod*. Dis. Kand. nauk [Justification of a diamond crown model

- based on a study of the mechanics of fracture of solid anisotropic rocks. Cand. Diss. J. Irkutsk, 2006. 131 p.
7. 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.
 8. Ding L., Wang Z., Liu B., Lv J. Borehole stability analysis: a new model considering the effects of anisotropic permeability in bedding formation based on poroelastic theory. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, vol. 69, pp. 1–18. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102932> (accessed 3 March 2020).
 9. 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.
 10. 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.
 11. 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.
 12. Bobet A. Lined circular tunnels in elastic transversely anisotropic rock at depth. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2011, vol. 44, no. 2, pp. 149–167.
 13. 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.
 14. Aliev A.A., Ismagilova Z.F., Ulshina K.F. Determination of the strength characteristics of anisotropic rocks during shear according to the results of triaxial compression. *Oilfield Engineering*, 2016, no. 9, pp. 25–28. In Rus. Available at: <https://rucont.ru/efd/472642> (accessed 28 February 2020).
 15. Krivosheev V.V. *Iskrivlenie skvazhin v anizotropnykh porodakh* [Well curvature in anisotropic rocks]. Tomsk, NTL Publ., 1999. 240 p.
 16. Evseev V.D., Mavlyutov M.R. Puti povysheniya effektivnosti razrusheniya gornykh porod [Ways to increase the efficiency of rock destruction]. *Materialy regionalnoy konferentsii geologov Sibiri, Dalnego Vostoka i Severo-Vostoka Rossii* [Materials of the regional conference of geologists of Siberia, the Far East and North-East of Russia]. Tomsk, 2000. Vol. I, pp. 463–465.
 17. Ma T., Zhang Q.B., Chen P., Yang C., Zhao J. Fracture pressure model for inclined wells in layered formations with anisotropic rock strengths. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 149, pp. 393–408.
 18. Houali A., Tiab D. Analysis of interference testing of horizontal wells in an anisotropic medium. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE SPE 88537*. Perth, Australia, 2004. pp. 725–734.
 19. Wenning Q.C., Almqvist B.S.G., Hedin P., Zappone A. Seismic anisotropy in mid to lower orogenic crust: Insights from laboratory measurements of V_p and V_s in drill core from central Scandinavian Caledonides. *Tectonophysics*, 2016, vol. 692, pp. 14–28.
 20. Atlas Copco company. Drilling equipment for the production of geological exploration and engineering survey works. Catalog. 2016. Available at: <http://www.atlascopco.us/usus/products/drilling-tools/1527859/> (accessed 3 March 2020).
 21. Boart Longear. *Catalog of diamond products*. 2015. Available at: <http://www.boartlongear.com/drilling-equipment/catalog/> (accessed 3 March 2020).
 22. 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.
 23. Basarir H., Karpuz C. Preliminary estimation of rock mass strength using diamond bit drilling operational parameters. *International Journal of Mining, Reclamation and Environment*, 2016, vol. 30 (2), pp. 145–164.
 24. Sterenlicht D.V. *Gidravlika* [Hydraulics]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1984. 640 p.
 25. Nikolaev A.O., Neverov A.L., Mineev A.V., Gusev A.V. *Burovye promyvochnye zhidkosti. Burovye rastvory na vodnoy osnove* [Drilling fluids. Water-based drilling fluids]. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Publ., 2012. 156 p.
 26. Popova M.S., Ostapyuk A.Yu. Techenie zhidkosti na zaboe skvazhiny pri burenii almaznoy odnosloynoy koronkoy [The fluid flow at the bottom of the well when drilling with a diamond single-layer crown]. *Problemy nedropolzovaniya: Sbornik nauchnykh trudov* [Problems of subsoil use: collection of scientific papers]. St. Petersburg, Mining University Publ., 2018. P. I, pp. 87–89.
 27. Neskoromnykh V.V., Petenev P.G., Jordan V.I. *Almaznaya koronka dlya bureniya* [Diamond core for drilling]. Patent RF, no. 171734, 2017.
 28. Neskoromnykh V.V., Neverov A.L., Petenev P.G. *Almaznaya koronka dlya bureniya* [Diamond core for drilling]. Patent RF, no. 161061, 2016.

Received: 22 October 2020.

Information about the authors

Vyacheslav V. Neskoromnykh, Dr. Sc., professor, head of the department of technology and equipment of investigation of Institute of mining, geology and geotechnologies, Siberian Federal University.

Pavel G. Petenev, Cand. Sc., associate professor, Siberian Federal University.

Marina S. Popova, Cand. Sc., senior teacher, Siberian Federal University.

Igor A. Komarovskiy, senior laboratory assistant, Siberian Federal University.

Anton E. Golovchenko, assistant, Siberian Federal University.

Liu Baochang, professor, Jilin University.