

## РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ОБРАЗОВАНИЯ ШЛАМОВОГО РЕЖИМА НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ

Р.У. Джураев<sup>1</sup>, М.В. Меркулов<sup>2</sup>, Д.Н. Хатамова<sup>1</sup>, А.Т. Асанов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Навоийский государственный горно-технологический университет,  
Навои, Узбекистан, e-mail: dilyon\_hat@bk.ru

<sup>2</sup> Российский государственный геологоразведочный университет  
им. Серго Орджоникидзе (МГРИ), Москва, Россия

**Аннотация:** Безаварийный процесс бурения скважин во многом зависит от эффективной очистки ствола скважины. Образование шламового режима на забое скважины приводит к процессу повторного измельчения буровой мелочи, это в свою очередь приводит к снижению механической скорости бурения, увеличению энергозатрат породоразрушающего инструмента на повторное измельчение, а также повышает риск возникновения сальников. Кроме того, образование шламового режима на забое скважины увеличивает интенсивность абразивного износа бурового снаряда. Приведено теоретическое описание движения частицы пробуренной породы, доказывающее необходимость воздействия внешней силы, направляющей частицу на поверхность. Описана усовершенствованная конструкция трехшарошечного долота, позволяющая создать вихревое течение шламового раствора при вращении долота в забое, максимально направляя частицы из-под породоразрушающего инструмента к стенкам скважины. Также приведена конструкция разработанного завихрителя, ускоряющего поднятие промывочного раствора на верхнюю часть бурового снаряда, что предотвращает оседание шлама и сальникообразование в бурильной колонне. Дано описание экспериментальных исследований предложенных технических решений, в результате которых определены рациональные углы сгиба лапы долота, количество и углы сгиба винтов завихрителя. Аналитический анализ экспериментальных исследований показывает, что применение разработанного бурового снаряда, повышающего качество промывки забоя скважины, позволит повысить эффективность процесса бурения скважин за счет предупреждения образования шламового режима на забое скважины, повышения механической скорости бурения, а также уменьшения расхода электроэнергии на работу двигателя бурового вращателя и насоса.

**Ключевые слова:** бурение, мелочь, шлам, шламовый режим, прихват, аварии, простой бурового оборудования, долото, буровая колонна, механическая скорость бурения, стойкость долота.

**Для цитирования:** Джураев Р. У., Меркулов М. В., Хатамова Д. Н., Асанов А. Т. Разработка технических решений по предотвращению образования шламового режима на забое скважины // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2025. – № 7. – С. 102–114. DOI: 10.25018/0236\_1493\_2025\_7\_0\_102.

---

## Engineering solutions for sludging prevention at bottomhole

R.U. Djuraev<sup>1</sup>, M.V. Merkulov<sup>2</sup>, D.N. Khatamova<sup>1</sup>, A.T. Asanov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Navoi State University of Mining and Technology, Navoi, Uzbekistan, e-mail: dilyon\_hat@bk.ru

<sup>2</sup> Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (MGRI), Moscow, Russia

---

**Abstract:** Failure-free drilling in many ways depends on efficiency of borehole cleanout. Sludging at bottomhole leads to regrinding of rock cuttings, and this, in its turn, results in reduction of rate of penetration, increases energy consumed by a rock-cutting tool for regrinding, and elevates risks of wall packing. For another thing, sludging at bottomhole intensifies abrasive wear of a drilling assembly. The article gives a theoretical description of movement of drilled rock particle, proving the need to apply an external force to direct the particle to the surface. The described improved design of a tricone drill bit enables a vortex flow of sludge at bottomhole, which full-blast directs rock particles from under the rock cutting tool toward the borehole walls. The developed vortex generator speeds up the upward motion of washing solution to the top of the drilling assembly, which prevents sludging and wall packing in the drilling string. The tests of the proposed engineering solutions are described. The tests allowed determining efficient bent angles for the drilling bit leg, as well as the number and bent angles of screws for the vortex generator. The analysis of the test data shows that the designed drilling assembly improves the quality of cleanout at bottomhole and enhances efficiency of drilling owing to prevention of sludging at the bottomhole, increased rate of penetration and reduced power consumed by the motor of the swivel head and pump.

**Key words:** drilling, rock cuttings, sludging, seizure, accidents, drilling equipment downtime, drill bit, drilling string, rate of penetration, drill bit fastness.

**For citation:** Djuraev R. U., Merkulov M. V., Khatamova D. N., Asanov A. T. Engineering solutions for sludging prevention at bottomhole. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2025;(7):102-114. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236\_1493\_2025\_7\_0\_102.

---

### Введение

Образованный в результате разрушения горной породы на забое скважины шлам состоит из частиц разбуренной породы и очистного агента [1, с. 114]. Затруднение выноса буровой мелочи с забоя скважины на поверхность оказывает отрицательное воздействие на износостойкость долота и проходку скважины [2, с. 753]. Оседание частиц пробуренной породы под породоразрушающим инструментом ускоряет процесс износа и разлом зубьев в результате образования щелей и царапин на поверхности инструмента [3, с. 3]. Кроме того, неэффективный вынос шлама значительно снижает механическую скорость бурения

и повышает энергоемкость бурения за счет повторного разбуривания шлама.

Скорость разрушения горной породы в процессе бурения зависит от тела и зуба долота, на состояние которого существенным образом оказывает влияние движение частиц пробуренной породы под телом породоразрушающего инструмента [4, с. 174–175].

### Исследование влияния шламового режима на эффективность бурения скважины

На практике бурения применяются несколько способов очистки забоя скважины: шнекопневматическая очистка,

очистка шнеками, продувка водно-воздушной смесью или сжатым воздухом, промывка глинистыми растворами или водой, отсасывание пробуренной мелочи [5].

Продувка и промывка скважины получили наибольшее распространение при буровых работах. Для снижения удельных затрат энергии и достижения требуемой скорости бурения необходимы точный расчет и учет свойств породы, типа и размера долота, параметров режима бурения [6].

Вынос буровой мелочи происходит при условии превышения подъемной силы восходящей струи над массой частиц породы. При этом немаловажным показателем является и размер частиц. При превышении размеров буровой мелочи над величиной зазора пробуренная порода не может подниматься вверх и требуется дополнительное дробление [7, с. 176 – 177].

Промывка забоя скважины получила большое распространение при применении станков колонкового бурения в геологоразведочных работах, а также при бурении нефтяных и газовых скважин [8]. Для эффективной очистки скважины используют очистной раствор высокой степени вязкости, однако при этом снижается скорость бурения и увеличиваются энергетические затраты [9, с. 12]. Так же широко практикуется подача очистного раствора к забюю через насадку долота, что требует точного технико-экономического обоснования для каждого случая использования, так как повышение скорости циркуляции может привести к размыву стенок скважины, увеличению шлама в буровом растворе и каверности ствола [10, с. 21 – 23].

Увеличение твердой коллоидной фазы в составе бурового шлама, а также диспергирование шлама отрицательно влияют на проницаемость призабойной зоны пласта, снижается эффективность

работы оборудования, очищающего буровой раствор, увеличиваются затраты на ремонт насоса и вертлюга, за счет чего увеличивается стоимость бурового раствора [11].

Вынос шлама возможен в случае превышения скорости восходящего потока над скоростью оседания твердой фазы, которая определяется по формуле [12, с. 20]

$$v_c = \frac{gd_c^2(\rho_c - \rho_{ж})}{\eta},$$

где  $v_c$  – скорость оседания пробуренной породы в растворе, м/с;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $d_c$  – средний диаметр частицы, м;  $\rho_c$  и  $\rho_{ж}$  – плотность частицы и очистного раствора соответственно, кг/м<sup>3</sup>;  $\eta$  – вязкость бурового раствора, м<sup>2</sup>/с.

Накопление шлама в забое скважины приводит к механическому прихвату буровой колонны [13]. В условиях неполного выноса пробуренная горная порода выпадает на забой скважины, образуя «шламовые подушки», удерживающиеся на нижней стенке за счет силы трения [14, с. 7]. «Шламовые подушки» приводят к закупориванию кольцевого пространства, в результате происходит прихват колонны, сопровождающийся полной или частичной потерей циркуляции. «Шламовые подушки» вызывают посадки при спусках буровой колонны.

Помимо этого, неполный вынос пробуренной породы вызывает сальникообразование, приводящее к уменьшению гидромеханического диаметра, а следовательно, к повышению давления в забое и насосе при промывке скважины, а также к прихватам колонны [15].

Шламовый режим является основной причиной повышения аксиального трения и крутящего момента буровой колонны, что вызывает «подвисание» колонны, а также уменьшение нагрузки на долото [16, с. 43].

На количество шлама основное влияние оказывают его размеры, конструкция и направление очистки забоя, качество очистного агента, устойчивость стенки скважины и др. При некачественной очистке забоя на поверхность выносятся только мелкие частицы шлама, а более крупные куски остаются в забое, образуя «шламовые подушки». Шлам повторно проходит разрушение долотом, выделяя большое количество тепла в результате многократного трения. Также при движении по кольцевому пространству шлам повторно разламывается буровыми трубами [17, с. 112 – 115].

### Исследование воздействия сил на частицу разбуренной горной породы

Для теоретического описания движения частицы допустим, что породоразрушающий инструмент отрывает частицу горной породы в точке «М» (рис. 1) [18, с. 42].

Составим систему уравнений движения для точки «М» [18, с. 42]:

$$\begin{aligned} x &= r \cdot \cos \theta \cdot \cos \varphi \cdot \omega \cdot t \\ y &= r \cdot \cos \theta \cdot \sin \varphi \cdot \omega \cdot t, \\ z &= v \cdot t \end{aligned} \quad (1)$$

где  $r$  – радиус породоразрушающего инструмента, м;  $\theta$  – угол движения отделившейся частицы, град;  $\omega$  – угловая скорость движения частицы, град/с;  $t$  – время движения частицы, с;  $v$  – скорость движения частицы, м/с.

Отделившаяся частица в результате сложного движения теряет часть энергии, максимальную энергию она имеет в точке отрыва от горного массива. В этой точке кинетическая энергия будет иметь максимальное значение.

Зададимся направлением движения частицы в скважине, тогда система уравнений движения частицы по направлению имеет следующий вид [18, с. 42]:

$$\begin{aligned} v_x &= r \cdot \cos \theta \cdot \cos \varphi \cdot \omega \\ v_y &= r \cdot \cos \theta \cdot \sin \varphi \cdot \omega \\ v_z &= v \end{aligned} \quad (2)$$

В точке «М» абсолютная скорость частицы имеет следующее значение [18, с. 42]:

$$\begin{aligned} v_{abc} &= \sqrt{v_x^2 + v_y^2 + v_z^2} = \\ &= \sqrt{r^2 \cdot \cos^2 \theta \cdot \omega^2 \cdot (\cos^2 \varphi + \sin^2 \varphi) + v_z^2} \end{aligned} \quad (3)$$

Упростив выражение (3), имеем [18, с. 42]:

$$v_{abc} = \sqrt{r^2 \cdot \cos^2 \theta \cdot \omega^2 + v_z^2} \quad (4)$$

Выражение (4) показывает, что значение общей скорости частицы горной породы, отделившейся от массива в результате воздействия на нее разрушающей силы породоразрушающего инструмента, будет двигаться по стволу скважины со скоростью, теоретически зависящей от радиуса породоразрушающего инструмента, глубины внедрения зуба, угловой и начальной скорости движения частицы.

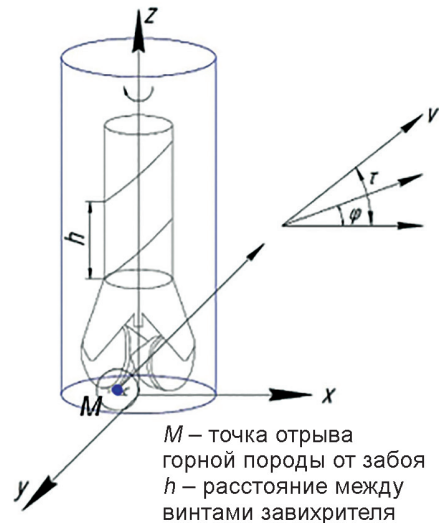


Рис. 1. Схема движения частицы

Fig. 1. Particle motion diagram

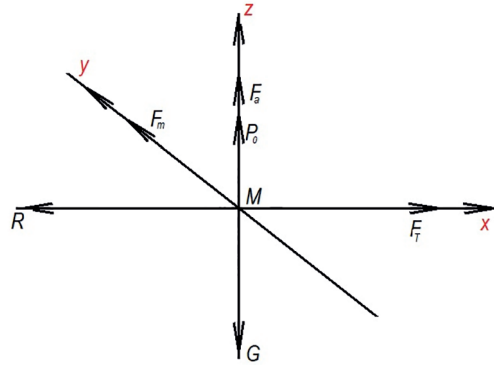


Рис. 2. Силы, действующие на отделившуюся от забоя скважины частицу  
Fig. 2. Forces acting on particles separated from the bottom of the well

Составим систему уравнений тангенциальной силы  $F_T$ , нормальной силы  $F_m$ , силы Архимеда  $F_a$ , осевой силы  $P_o$ , силы тяжести  $G$ , действующих на частицу [18, с. 42], представленных на рис. 2:

$$\begin{aligned}\sum F_x &= m \cdot a_x; \\ \sum F_y &= m \cdot a_y; \\ \sum F_z &= m \cdot a_z.\end{aligned}\tag{5}$$

где  $m$  – масса частицы, кг;  $a$  – ускорение частицы, м/с<sup>2</sup>.

$$\begin{aligned}F_T - R &= m \cdot a_x; \\ F_m &= m \cdot a_y; \\ F_a + P_o - G &= m \cdot a_z.\end{aligned}\tag{6}$$

где  $F_T$  – тангенциальная сила, Н;  $F_m$  – нормальная сила, Н;  $F_a$  – сила Архимеда, Н;  $P_o$  – осевая сила, Н;  $G$  – сила тяжести, Н.

Составим систему уравнений относительно ускорения [18, с. 42]:

$$\begin{aligned}\frac{F_T - R_x}{m} &= a_x; \\ \frac{F_m - R_y}{m} &= a_y; \\ \frac{F_a + P_o - G - R_z}{m} &= a_z.\end{aligned}\tag{7}$$

Найдем из системы уравнений (3) абсолютное ускорение [18, с. 42]:

$$a = \frac{1}{m} \cdot \sqrt{(F_T - R_x)^2 + (F_m - R_y)^2 + (F_a + P_o - G - R_z)^2}\tag{8}$$

где  $R_x, R_y, R_z$  – сопротивления, действующие на частицу шлама,

$$R_x = v_x \cdot t_1;$$

$$R_y = v_y \cdot t_2;$$

$$R_z = v_z \cdot t_3.$$

Выражение (8) не учитывает взаимодействующие силы; эти силы возникают только во время движения потока. Силу инерции, действующую на частицу шлама, можно выразить в следующей форме:

$$\begin{aligned} \vec{F}_I &= m \cdot \vec{a} \\ F_I &= m \cdot \frac{1}{m} \cdot \sqrt{(F_n - R_x)^2 + (F_m - R_y)^2 + (F_a + P_o - G - R_z)^2} = \\ &= \sqrt{(F_n - R_x)^2 + (F_m - R_y)^2 + (F_a + P_o - G - R_z)^2} \end{aligned} \quad (9)$$

Так как общая действующая сила имеет изменчивое направление и значение [19, с. 112], необходимо воздействие внешней силы на частицу шлама, которая будет способствовать направлению частицы со дна скважины на поверхность; определим изменяющиеся значения угла:

$$\begin{aligned} \operatorname{tg} \gamma &= \frac{h}{2\pi r} = \frac{A}{2\pi \sqrt{\frac{v_u^2 - v_{ep}^2}{\cos^2 \theta \cdot \omega^2 \cdot (\cos^2 \varphi + \sin^2 \varphi)}}} = \\ &= \frac{N_{дв}}{2\pi t} \sqrt{\frac{(v_u^2 - v_{ep}^2) \left[ (F_T - R_x)^2 + (F_m - R_y)^2 + (F_a + P_o - G - R_z)^2 \right]}{\cos^2 \theta \cdot \omega^2}} = \\ &= \frac{N_{дв} \cdot \cos \theta \cdot \omega}{2\pi t} \sqrt{(v_u^2 - v_{ep}^2) \left[ (F_T - R_x)^2 + (F_m - R_y)^2 + (F_a + P_o - G - R_z)^2 \right]} \end{aligned} \quad (10)$$

где  $A$  — работа, затрачиваемая на поднятие частицы шлама с призабойной зоны, Дж;  $N_{дв}$  — мощность двигателя вращателя буровой установки, необходимая для выполнения работы  $A$ , кВт.

Разработанная математическая модель движения доказывает необходимость воздействия внешней силы, способной направлять частицы шлама на поверхность. Поставленную задачу можно решить путем создания вихревого движения очистной жидкости, для этого необходимо усовершенствовать конструкцию бурового снаряда. Полученное выражение (10) позволяет определить рациональное значение угла, направляющего частицу шлама на поверхность [18].

### Конструкция трехшарошечного долота и забойного завихрителя

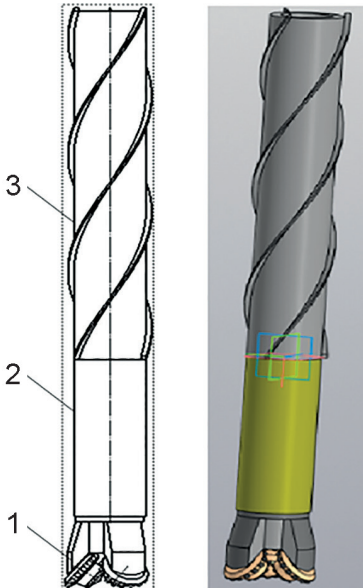
Для эффективной очистки забоя скважины от частиц шлама и предотвращения отрицательного воздействия шламового режима усовершенствована конструкция породоразрушающего инструмента. При этом часть лапы трехшарошечного долота согнута по винтовой линии, что создает вихревую силу, способную поднимать шламовый раствор в процессе вращения долота, а также максимально направлять



Рис. 3. Общий вид усовершенствованного трехшарошечного долота

Fig. 3. General view of an improved tricone bit

частицы шлама из-под долота к стенкам скважины, обеспечивая течение шлама. За счет изменения формы лапы трехшарошечного долота увеличен канал между лапами, по которому вытекает промывочный раствор, что позволяет предотвратить обратное течение жидкости и, соответственно, уменьшить передробление разрушенной породы.



1 – долото; 2 – буровая труба; 3 – завихритель

Рис. 4. Буровой снаряд, повышающий эффективность промывки забоя скважины

Fig. 4. Drilling tool that increases the efficiency of flushing the bottom of the well

На рис. 3 представлен общий вид усовершенствованного трехшарошечного долота.

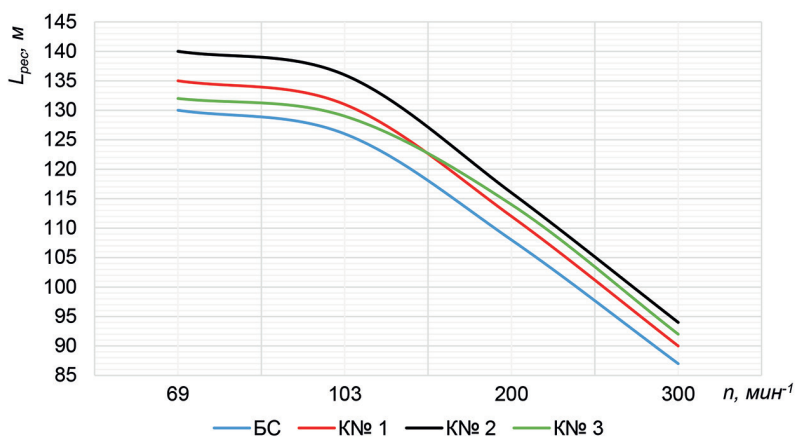
Также для предотвращения оседания шлама, сальникообразования в буровой колонне и уменьшения гидравлического сопротивления промывочного раствора разработана конструкция забойного завихрителя потока, устанавливаемого над долотом.

На рис. 4 представлены усовершенствованное трехшарошечное долото и общий вид бурового снаряда с забойным завихрителем.

На основе теоретических исследований и расчетов были определены конструктивные параметры, обеспечивающие наиболее высокую эффективность бурового снаряда, повышающего качество промывки забоя скважины. При этом угол сгиба лапы трехшарошечного долота диаметром 76 мм был принят в трех вариантах: 45°, 60° и 70°. Выбран трехвинтовой завихритель с углами сгиба 45°, 60° и 70°.

С целью определения наиболее рациональных конструктивных параметров усовершенствованного бурового снаряда были проведены экспериментальные исследования базовой конструкции и всех трех новых предлагаемых конструкций для бурения мелкозернистых магматических горных пород средней абразивности (IV класс) с коэффициентом крепости  $f = 7$ . В результате установлено влияние частоты вращения буровой колонны на стойкость долота и на механическую скорость бурения, полученные зависимости представлены на рис. 5 и 6.

На графике, представленном на рис. 5, видно, что по мере увеличения частоты вращения стойкость долота падает (например, при достижении частоты вращения долота  $103 \text{ мин}^{-1}$  его ресурс резко снижается). С другой стороны, увеличение частоты вращения долота позволяет увеличить механическую скорость

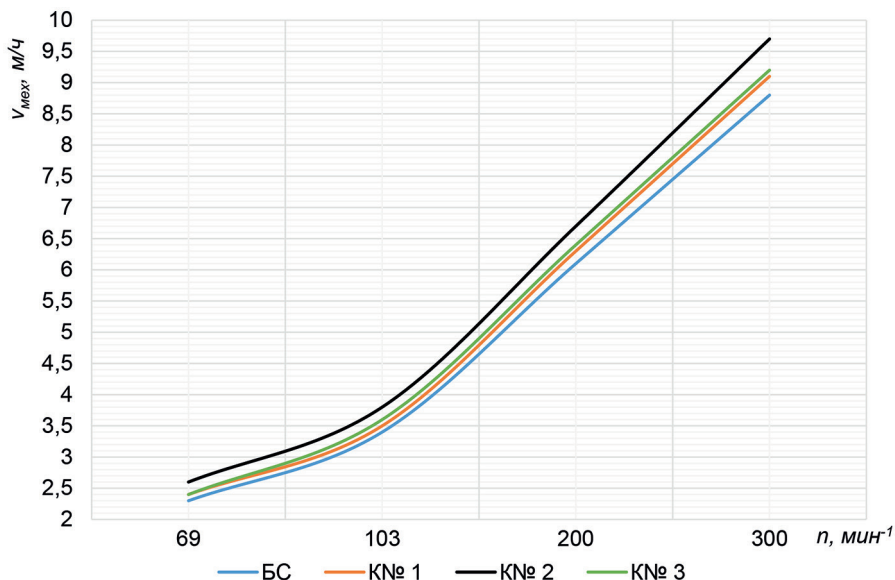


BC – базовый буровой снаряд; KN#1 – буровой снаряд конструкции №1 ( $\beta_d$  и  $\beta_3$  –45°);  
 KN#2 – буровой снаряд конструкции №2 ( $\beta_d$  и  $\beta_3$  –60°);  
 KN#3 – буровой снаряд конструкции №3 ( $\beta_d$  и  $\beta_3$  –70°)

Рис. 5. Зависимость стойкости долота от частоты вращения буровой колонны  
 Fig. 5. Dependence of bit life on drill string rotation speed

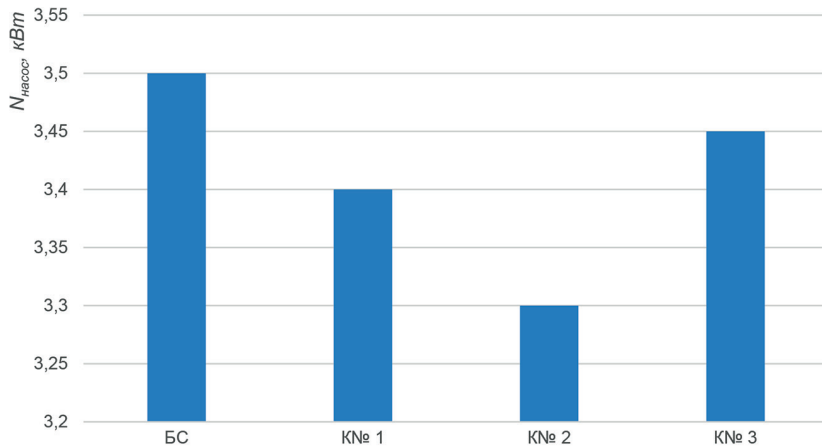
бурения (рис. 6) (например, при достижении частоты вращения долота 103 мин<sup>-1</sup> наблюдается увеличение механической скорости бурения).

Экспериментальным путем установлено, что высокие значения механической скорости и стойкости долота достигнуты при бурении скважины снаря-



BC – базовый буровой снаряд; KN#1 – буровой снаряд конструкции №1 ( $\beta_d$  и  $\beta_3$  –45°);  
 KN#2 – буровой снаряд конструкции №2 ( $\beta_d$  и  $\beta_3$  –60°);  
 KN#3 – буровой снаряд конструкции №3 ( $\beta_d$  и  $\beta_3$  –70°)

Рис. 6. Зависимость механической скорости бурения от частоты вращения буровой колонны  
 Fig. 6. Dependence of mechanical drilling speed on drill string rotation speed



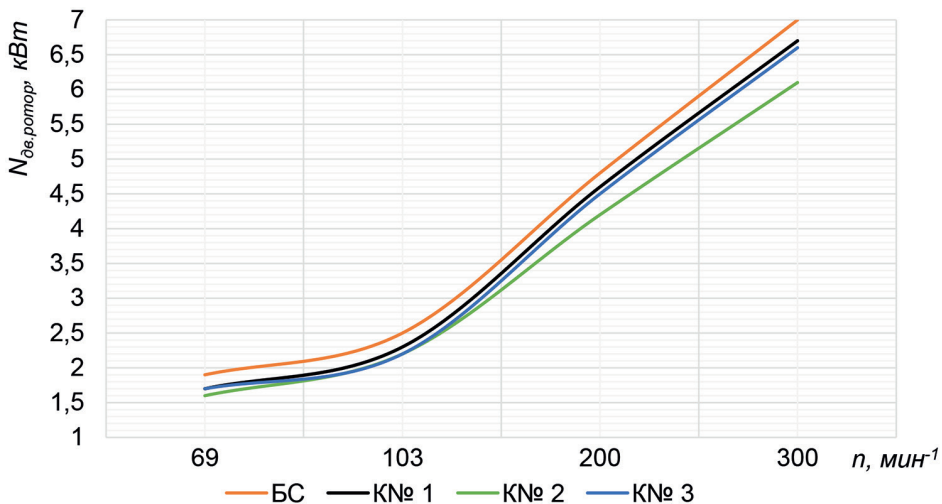
BC — базовый буровой снаряд; KN# 1 — буровой снаряд конструкции № 1 ( $\beta_d$  и  $\beta_3$  –45°);  
 KN# 2 — буровой снаряд конструкции № 2 ( $\beta_d$  и  $\beta_3$  –60°);  
 KN# 3 — буровой снаряд конструкции № 3 ( $\beta_d$  и  $\beta_3$  –70°)

Рис. 7. Расход электроэнергии приводом бурового насоса при применении различных конструкций бурового снаряда

Fig. 7. Electricity consumption of the mud pump drive when using various designs of drilling string

дом усовершенствованной конструкции трехшарошечного долота с углом сгиба лапы  $\beta_d = 60^\circ$  и углом сгиба винтов завихрителя  $\beta_3 = 60^\circ$ , увеличивающим эф-

фективность промывки забоя, которая позволила повысить стойкость долота на 7–8%, механическую скорость бурения на 9–10% [20].



BC — базовый буровой снаряд; KN# 1 — буровой снаряд конструкции № 1 ( $\beta_d$  и  $\beta_3$  –45°);  
 KN# 2 — буровой снаряд конструкции № 2 ( $\beta_d$  и  $\beta_3$  –60°);  
 KN# 3 — буровой снаряд конструкции № 3 ( $\beta_d$  и  $\beta_3$  –70°)

Рис. 8. Зависимость расхода энергии вращателя от частоты вращения колонны при применении различных конструкций бурового снаряда

Fig. 8. Dependence of rotator energy consumption on string rotation frequency when using various drilling rig designs

От применения усовершенствованной конструкции бурового снаряда, повышающего эффективность гидравлической очистки, ожидалось уменьшение затрат электроэнергии на работу насоса и ротора, вращающего буровую колонну, путем снижения нагрузки на привод насоса на основе уменьшения гидравлического сопротивления, оказываемого на вращение бурильной колонны, и улучшение поднятия промывочной жидкости с забоя скважины за счет предотвращения образования шламового режима на забое скважины. По этой причине было экспериментально исследовано влияние бурового снаряда, повышающего эффективность промывки забоя скважины, на расход энергии привода насоса и бурового вращателя, полученные результаты представлены в виде графика на рис. 7 и 8. Таким образом, применение усовершенствованной конструкции бурового снаряда позволило снизить расход электроэнергии буровым вращателем на 8–9% и насоса — на 6–7%, за счет снижения нагрузки на привод насоса на основе уменьшения гидравлического сопротивления, оказываемого на вращение бурильной колонны, и улучшения поднятия промывочной жидкости с забоя скважины путем предотвращения образования шламового режима на забое скважины.

Буровой снаряд, повышающий эффективность гидравлической очистки забоя скважины, внедрен в государственное унитарное предприятие «Регионалгеология» Министерства горнодобывающей промышленности и геологии Республики Узбекистан. В результате стойкость долота увеличена на 5%, а механическая скорость бурения — на 7% [18, с. 47–48].

### **Заключение**

Концентрация шлама между долотом и забоем скважины зависит от площади

и абразивности забоя, параметров долота, а также от углубления долота за один оборот, для эффективной очистки забоя от шлама скорость восходящего потока промывочной жидкости должна быть больше скорости оседания частиц шлама.

Разработанная математическая модель движения частицы шлама при бурении промывочной жидкостью в призабойной зоне скважины позволила определить рациональный угол сгиба винта лапы трехшарошечного долота и забойного завихрителя.

Новая конструкция бурового снаряда позволила предотвратить возникновение шламового режима на забое скважины за счет создания вихревого движения буровой жидкости, при котором происходит увеличение скорости восходящего потока промывочной жидкости.

На основе теоретических исследований и расчетов были определены конструктивные параметры, обеспечивающие наиболее высокую эффективность бурового снаряда, повышающего продуктивность промывки забоя скважины. Из предлагаемых конструкций, прошедших экспериментальные испытания, наиболее эффективной является конструкция бурового снаряда с углом сгиба лапы трехшарошечного долота  $\beta_1 = 60^\circ$ , углом сгиба винтов завихрителя  $\beta_3 = 60^\circ$ . При всех значениях частоты вращения буровой колонны данная конструкция показала наибольшую эффективность промывки забоя скважины от шлама.

При этом стойкость долота повышается на 8%, а механическая скорость бурения увеличивается в среднем на 9–10% относительно бурения базовым снарядом.

Применение усовершенствованной конструкции бурового снаряда, повышающего эффективность гидравлической очистки, снизило затраты электроэнергии на работу насоса и ротора, вращающего буровую колонну, путем снижения

нагрузки на привод насоса на основе уменьшения гидравлического сопротивления, оказываемого на вращение бурильной колонны, и улучшения поднятия промывочной жидкости с забоя скважины за счет предотвращения образования шла-

мового режима на забое скважины. При этом расход электроэнергии на работу двигателя бурового насоса снизился на 6–7%, на работу бурового вращателя — на 8–9% относительно бурения базовым снарядом.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Барвинок В. А., Бикбулатов И. К., Блинков О. Г., Ищук А. Г., Торгашов А. В. Современные шарошечные долота, проблемы их совершенствования и повышения надежности. — Самара: Изд-во Самарского научного центра РАН, 2000. — 190 с.
2. Miska S. Z., Mitchell R. F., Ozbayoglu E. M. Drilling mechanics. Advanced applications and technology. McGraw-Hill Book Company, 2022, 963 p.
3. Гусман А. М. Управление процессом очистки забоя бурящейся скважины. Автореф. дис. ... докт. техн. наук. — М., 2000. — 50 с.
4. Ramsey M. Practical wellbore hydraulics and ole cleaning: Unlock faster, more efficient, and trouble-free drilling operations. Texas, Gulf Professional Publishing, 2019, 329 p.
5. Богомолов Р. М., Сериков Д. Ю. Пути совершенствования систем очистки забоя при бурении долотами с продувкой // Территория «НЕФТЕГАЗ». — 2019. — № 4. — С. 14–19.
6. Виноградов Ю. И., Хохлов С. В., Зигангиров Р. Р., Мифтахов А. А., Суворов Ю. И. Оптимизация удельных энергозатрат на дробление горных пород взрывом на месторождениях со сложным геологическим строением // Записки Горного института. — 2024. — Т. 266. — С. 231–245.
7. Guan Z., Chen T., Liao H. Theory and technology of drilling engineering. China University of Petroleum Press and Springer Nature Singapore Pte Ltd, 2021, 557 p.
8. Barskii I. L., Gusman A. M., Povalikhin A. S. Development of a method for drilling of straight section of various type wellbores / Proceeding ETCE/OMAE 2000 Joint Conference, New Orleans, Louisiana, USA, 2000.
9. Рябченко В. И. Управление свойствами буровых растворов. — М.: Недра, 1990. — 230 с.
10. Каменских С. В. Прихваты бурильного инструмента. — Вологда: Инфра-Инженерия, 2023. — 120 с.
11. Закиров Н. Н. Влияние технологических параметров процесса бурения на износ узлов долота // Известия вузов. Нефть и газ. — 2004. — № 9. — С. 69–74.
12. Давиденко А. Н., Игнатов А. А., Полищук П. П. Транспортировка продуктов разрушения при бурении скважин. — Днепропетровск: НГУ, 2016. — 116 с.
13. Aseel A., Aslam Abdullah M., Rithul R., Sidharth P. V., Karthik K. O., Jerry J. Analysis of pipe sticking due to wellbore uncleanliness using machine learning // Heliyon. 2023, vol. 9, no. 4. DOI: 10.1016/j.heliyon.2023.e22366.
14. Кадочников В. Г. Разработка технологии гидромеханической очистки наклонно направленных скважин от шлама при роторном бурении. Автореф. дисс. ... докт. техн. наук. — СПб.: СПГУ, 2022. — 22 с.
15. Тошов Ж. Б. Пути и средства борьбы с процессом сальникообразования при бурении скважин // Горный вестник Узбекистана. — 2016. — № 1. — С. 42–48.
16. Mitchell J. Trouble-free drilling. Houston: Dilbert Engineering Inc., 2001, 334 p.
17. Бабин И. М. Методика прогнозирования дифференциального прихвата бурильной колонны / Сборник трудов 76-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ — 2022». — М., 2022. — С. 33–47.
18. Хатамова Д. Н. Научные основы эффективной эксплуатации буровых установок на основе разработки ресурсосберегающих технологий. Автореф. дис. ... докт. техн. наук. — Навои: НГГТУ, 2024. — 58 с.
19. Crumpton H. Well control for completions and interventions. Texas: Gulf Professional Publishing, 2018, 815 p.
20. Хатамова Д. Н. Повышение эффективности гидравлической очистки забоя скважины на основе совершенствования конструкции бурового снаряда // Journal of Advances in Engineering Technology. 2024, vol. 3 (15), pp. 91–99. DOI: 10.24412/2181-1431-2024-3-91-99. **VIAS**

## REFERENCES

1. Barvinok V. A., Bikbulatov I. K., Blinkov O. G., Ishchuk A. G., Torgashov A. V. *Sovremennye sharoshechnye dolota, problemy ikh sovershenstvovaniya i povysheniya nadezhnosti* [Modern roller bits, problems of their improvement and increasing reliability], Samara, 2000, 190 p.
2. Miska S. Z., Mitchell R. F., Ozbayoglu E. M. *Drilling mechanics. Advanced applications and technology*. McGraw-Hill Book Company, 2022, 963 p.
3. Gusman A. M. *Upravlenie protsessom oчитki zaboya buryashcheysya skvazhiny* [Controlling the process of cleaning the bottom of a well being drilled], Doctor's thesis, Moscow, 2000, 50 p.
4. Ramsey M. *Practical wellbore hydraulics and ole cleaning: Unlock faster, more efficient, and trouble-free drilling operations*. Texas, Gulf Professional Publishing, 2019, 329 p.
5. Bogomolov R. M., Serikov D. Yu. Ways to improve bottomhole cleaning systems when drilling with blowing bits. *NEFTEGAZ Territory*. 2019, no. 4, pp. 14–19. [In Russ].
6. Vinogradov Yu. I., Khokhlov S. V., Zigangirov R. R., Miftakhov A. A., Suvorov Yu. I. Optimization of specific energy consumption for crushing rocks by explosion in deposits with a complex geological structure. *Journal of Mining Institute*. 2024, vol. 266, pp. 231–245. [In Russ].
7. Guan Z., Chen T., Liao H. *Theory and technology of drilling engineering*. China University of Petroleum Press and Springer Nature Singapore Pte Ltd, 2021, 557 p.
8. Barskii I. L., Gusman A. M., Povalikhin A. S. Development of a method for drilling of straight section of various type wellbores. *Proceeding ETCE/OMAE 2000 Joint Conference*, New Orleans, Louisiana, USA, 2000.
9. Ryabchenko V. I. *Upravlenie svoystvami burovyykh rastvorov* [Control of the properties of drilling fluids], Moscow, Nedra, 1990, 230 p.
10. Kamenskikh S. V. *Prikhvaty buril'nogo instrumenta* [Clamps of drilling tools], Vologda, Infra-Inzheneriya, 2023, 120 p.
11. Zakirov N. N. Influence of technological parameters of the drilling process on the wear of bit components. *Higher educational institutions news. Neft' i Gaz*. 2004, no. 9, pp. 69–74. [In Russ].
12. Davidenko A. N., Ignatov A. A., Polishchuk P. P. *Transportirovka produktov razrusheniya pri burenii skvazhin* [Transportation of destruction products during well drilling], Dnepropetrovsk, NGU, 2016, 116 p.
13. Aseel A., Aslam Abdullah M., Rithul R., Sidharth P. V., Karthik K. O., Jerry J. Analysis of pipe sticking due to wellbore uncleanliness using machine learning. *Heliyon*. 2023, vol. 9, no. 4. DOI: 10.1016/j.heliyon.2023.e22366.
14. Kadochnikov V. G. *Razrabotka tekhnologii gidromekhanicheskoy oчитki naklonno napravlenyykh skvazhin ot shlama pri rotornom burenii* [Development of technology for hydromechanical cleaning of inclined wells from sludge during rotary drilling], Doctor's thesis, Saint-Petersburg, SPGU, 2022, 22 p.
15. Ways and means of combating the process of oil seal formation when drilling wells. *Mining Bulletin of Uzbekistan*. 2016, no. 1, pp. 42–48. [In Russ].
16. Mitchell J. *Trouble-free drilling*. Houston: Dilbert Engineering Inc., 2001, 334 p.
17. Babin I. M. Methodology for predicting differential sticking of a drill string. *Sbornik trudov 76-y Mezhdunarodnoy molodezhnoy nauchnoy konferentsii «Neft' i gaz – 2022»* [Collection of proceedings of the 76th international youth scientific conference «Oil and Gas – 2022»], Moscow, 2022, pp. 33–47. [In Russ].
18. Khatamova D. N. *Nauchnye osnovy effektivnoy ekspluatatsii burovyykh ustanovok na osnove razrabotki resursosberegayushchikh tekhnologiy* [Scientific principles of effective operation of drilling rigs based on the development of resource-saving technologies], Doctor's thesis, Navoi, NGGTU, 2024, 58 p.
19. Crumpton H. *Well control for completions and interventions*. Texas, Gulf Professional Publishing, 2018, 815 p.
20. Khatamova D. N. Increasing the efficiency of hydraulic cleaning of the well bottom based on improving the design of the drilling rig. *Journal of Advances in Engineering Technology*. 2024, vol. 3 (15), pp. 91–99. [In Russ]. DOI: 10.24412/2181-1431-2024-3-91-99.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Джуряев Рустам Умарханович*<sup>1</sup> — д-р техн. наук,  
профессор, e-mail: r.u.djuraev@yandex.ru,  
ORCID ID: 0000-0003-2712-3003,

*Меркулов Михаил Васильевич* — д-р техн. наук, профессор,  
Российский государственный геологоразведочный университет  
им. Серго Орджоникидзе (МГРИ), e-mail: mvm.07@mail.ru,

*Хатамова Дилшода Нармуратовна*<sup>1</sup> — д-р техн. наук,  
доцент, e-mail: dilyon\_hat@bk.ru,  
ORCID ID: 0009-0002-8336-9884,

*Асанов Анвар Тошмурод угли*<sup>1</sup> — ассистент,

<sup>1</sup> Навоийский государственный горно-технологический  
университет, Навои, Узбекистан.

**Для контактов:** Хатамова Д.Н., e-mail: dilyon\_hat@bk.ru.

## INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

*R.U. Djuraev*<sup>1</sup>, Dr. Sci. (Eng.), Professor,

e-mail: r.u.djuraev@yandex.ru,

ORCID ID: 0000-0003-2712-3003,

*M.V. Merkulov*, Dr. Sci. (Eng.), Professor,

Sergo Ordzhonikidze Russian State University

for Geological Prospecting (MGRI), 117997,

Moscow, Russia, e-mail: mvm.07@mail.ru,

*D.N. Khatamova*<sup>1</sup>, Dr. Sci. (Eng.),

Assistant Professor, e-mail: dilyon\_hat@bk.ru,

ORCID ID: 0009-0002-8336-9884,

*A.T. Asanov*<sup>1</sup>, Assistant,

<sup>1</sup> Navoi State University of Mining and Technology,

Navoi, 210100, Uzbekistan.

**Corresponding author:** D.N. Khatamova, e-mail: dilyon\_hat@bk.ru.

Получена редакцией 13.01.2025; получена после рецензии 06.02.2025; принята к печати 10.06.2025.

Received by the editors 13.01.2025; received after the review 06.02.2025; accepted for printing 10.06.2025.

