



Гидравлическая система долота для бурения нефтяных и газовых скважин

А.П. Мельников^{1,2✉}, Н.А. Буглов²

¹Геологоразведочный техникум, Иркутск, Россия

^{1,2}Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

Резюме. Цель – усовершенствовать конструкцию поликристаллического алмазного долота со стальным или матричным корпусом для создания гидромониторного эффекта. Объектом исследований явилась гидравлическая система данного алмазного долота с наддолотным струйным насосом. Исследование работы наддолотной эжекторной системы заключается в теоретическом анализе работы гидравлической системы долота с помощью канонических зависимостей и гипотез. Предложена гидравлическая система поликристаллического алмазного долота, отличающаяся наличием струйного насоса высокого давления, который позволяет усилить гидромониторный эффект на забое скважины. Рассчитаны основные гидравлические характеристики промывочной системы долота со струйным насосом: при подаче буровых насосов 18,4 л/с и плотности бурового раствора 1180 кг/м³ рабочий коэффициент инжекции струйного насоса – 0,34; диаметр рабочей насадки – 10,3 мм, камеры смешения – 11,9 мм, гидромониторных насадок долота – 11,1 мм; число гидромониторных насадок – 3; скорость на выходе из гидромониторных насадок – 85,0 м/с; перепад давления на долоте – 15,7 МПа. Обоснована возможность применения гидромониторного эффекта, усиленного наддолотным струйным насосом, так как скорость на выходе из гидромониторных насадок достаточна для разрушения большинства горных пород (песчаник, известняк, доломиты, каменная соль, гипсовый камень, базальт, мрамор, гранит). Струйный насос в разработанной конструкции поликристаллического алмазного долота создает дополнительный контур циркуляции над забоем скважины, инжектирует шлам из затрубного пространства и подает его на гидромониторные насадки, что позволяет более эффективно разрушать забой скважины. Мощности гидромониторных струй вполне достаточно для повышения показателей бурения.

Ключевые слова: буровое долото, высоконапорный струйный насос, гидромонитор, бурение, эжектор

Для цитирования: Мельников А.П., Буглов Н.А. Гидравлическая система долота для бурения нефтяных и газовых скважин // iPolytech Journal. 2024. Т. 28. № 3. С. 427–434 <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-3-427-434>. EDN: SEUQFG.

MECHANICAL ENGINEERING

Original article

Drill bit hydraulic system for oil and gas boreholes

Alexander P. Melnikov^{1,2✉}, Nikolay A. Buglov²

^{1,2}Geological Prospecting College, Irkutsk, Russia

²Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

Abstract. We set out to improve the existing design of a polycrystalline diamond bit with a steel or matrix body with the purpose of creating a hydro-monitoring effect. The research object was the hydraulic system of a diamond bit with a near-bit jet pump. The near-bit ejector system was studied by a theoretical analysis of the operation of the bit hydraulic system by means of canonical dependencies and hypotheses. A hydraulic system for a polycrystalline diamond bit is proposed. This system includes a high-pressure jet pump, which enhances the hydro-monitoring effect at the bottomhole. The main hydraulic characteristics of the bit flushing system with a jet pump are as follows: at a drilling pump feed of 18.4 l/s and a drilling fluid density of 1180 kg/m³, the working coefficient of jet pump injection equals 0.34; the working nozzle diameter equals 10.3 mm; the mixing chamber is 11.9 mm, bit hydromonitor nozzles are 11.1 mm; the number of hydromonitor nozzles is 3; the velocity at the exit of hydromonitor nozzles is 85.0 m/s; the pressure drop at the bit is 15.7 MPa. The possibility of using the hydro-monitoring effect enhanced by a near-bit jet pump was substantiated, since the velocity at the exit from the hydro-monitoring nozzles is sufficient to destroy most rocks (sandstone, limestone, dolomites, rock salt, gypsum stone, basalt, marble, granite). The jet pump in the

proposed design of a polycrystalline diamond bit creates an additional circulation circuit above the bottomhole, injects cuttings from the annular space and feeds them to the hydro-monitor nozzles. This enables a more efficient destruction of the bottomhole rock. The power of hydro-monitor jets is sufficient to improve drilling performance.

Keywords: drilling bit, high-pressure jet pump, jet nozzle, drilling, ejector

For citation: Melnikov A.P., Buglov N.A. Drill bit hydraulic system for oil and gas boreholes. *iPolytech Journal*. 2024;28(3):427-434. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-3-427-434>. EDN: SEUQFG.

ВВЕДЕНИЕ

Фактический дебит нефтегазовой скважины напрямую зависит от технологии строительства скважины [1, 2]. Чтобы повысить эффективность работы скважины, необходимо повысить механическую скорость проходки (МСП) [3–5] и уменьшить время физико-химического взаимодействия бурового раствора с пластом-коллектором. Этого возможно добиться с помощью применения правильно подобранной для конкретных геолого-технических условий компоновки низа буровой колонны [6], в состав которой обязательно входит долото.

Механическая скорость проходки скважины обеспечивается не только благодаря механическому разрушению горных пород вооружением долота, но и эрозионному разрушению горной породы струями [7], истекающими из насадок долота.

Известно разборное шарошечное долото [8]. Поток бурового раствора по каналу буровой колонны поступает на конфузор 1 (рис. 1), после этого в рабочую насадку 2 струйного насоса. Струйный насос инжектирует жидкость из призабойной зоны [9] через отверстие 4 в лапе долота, затем жидкость поступает по каналу 3 в насадку 5. Преимуществом данного устройства является то, что данное техническое решение позволяет создать дополнительный контур циркуляции над забоем скважины с максимальной эффективностью, поскольку энергия от буровых насосов передается непосредственно на струйный насос, который усиливает гидромониторный эффект на забой скважины. Недостатком данной конструкции является тот факт, что шарошечное долото по сравнению с долотом PDC (от англ. Polycrystalline diamond compact) [10, 11] отличается более низкой надежностью и стабильностью траектории бурения [12, 13].

Известно шарошечное буровое долото [14], у которого в лапах корпуса 1 установлены твердосплавные гидромониторные насадки 3 (рис. 2). Гидромониторные насадки 3 и центральная насадка 5 представляют

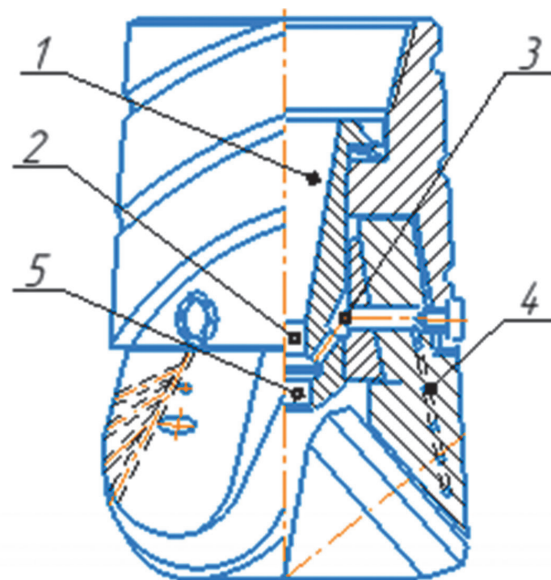


Рис. 1. Разборное шарошечное долото: 1 – конфузор; 2 – насадка струйного насоса; 3 – канал инжекции; 4 – отверстие; 5 – гидромониторная насадка [8]

Fig. 1. Demountable roller bit: 1 – confuser; 2 – jet pump nozzle; 3 – injection channel; 4 – hole; 5 – jet nozzle [8]

собой параллельные струйные насосы. Разрушение забоя происходит благодаря вращению шарошек 2 и гидромониторному эффекту. Преимуществом данного долота является то, что гидромониторные насадки 3 и 5 усиливают гидравлическое эрозионное разрушение забоя за счет инжекции шлама из зоны над забоем. Недостатком данного устройства считается то, что гидравлическая энергия распределяется между параллельными струйными насосами, а это негативно влияет на эффективность работы каждого.

Цель данной работы – усовершенствовать конструкцию долота PDC, дав ему возможность создавать гидромониторный эффект при разрушении горных пород. Усилиться гидромониторный эффект будет благодаря применению струйного насоса.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследование работы наддолотной эжекторной системы заключается в теоретическом анализе работы гидравлической системы долота с помощью канонических зависимостей и гипотез.

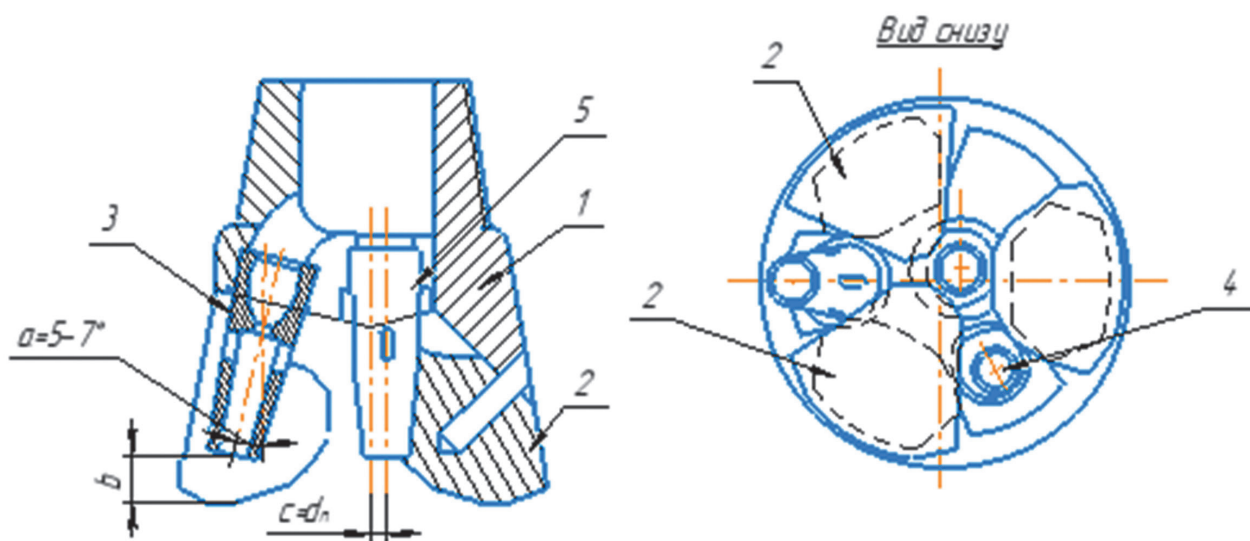


Рис. 2. Буровое долото: 1 – корпус, 2 – шарошка; 3-5 – насадка [14]
 Fig. 2. Drilling bit: 1 – body, 2 – cutter; 3-5 – nozzle [14]

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Предлагается усовершенствованная конструкция гидравлической системы долота PDC (рис. 3).

Гидравлическая система долота (см. рис. 3) работает следующим образом. Буровой раствор по каналу бурильной колонны поступает на рабочую насадку 1. За счет значительной скорости рабочей струи создается зона пониженного давления в камере инжек-

ции 4, благодаря чему инжектируется смесь бурового раствора и шлама из затрубного пространства по каналу инъекции 6. Рабочий и инжектированный потоки смешиваются в камере смешения 2 и поступают в диффузор 3, затем на гидромониторные насадки 5.

Расчет предложенной гидравлической системы производится в описанной ниже последовательности.

Необходимое давление на выходе из диффузора p_2 :

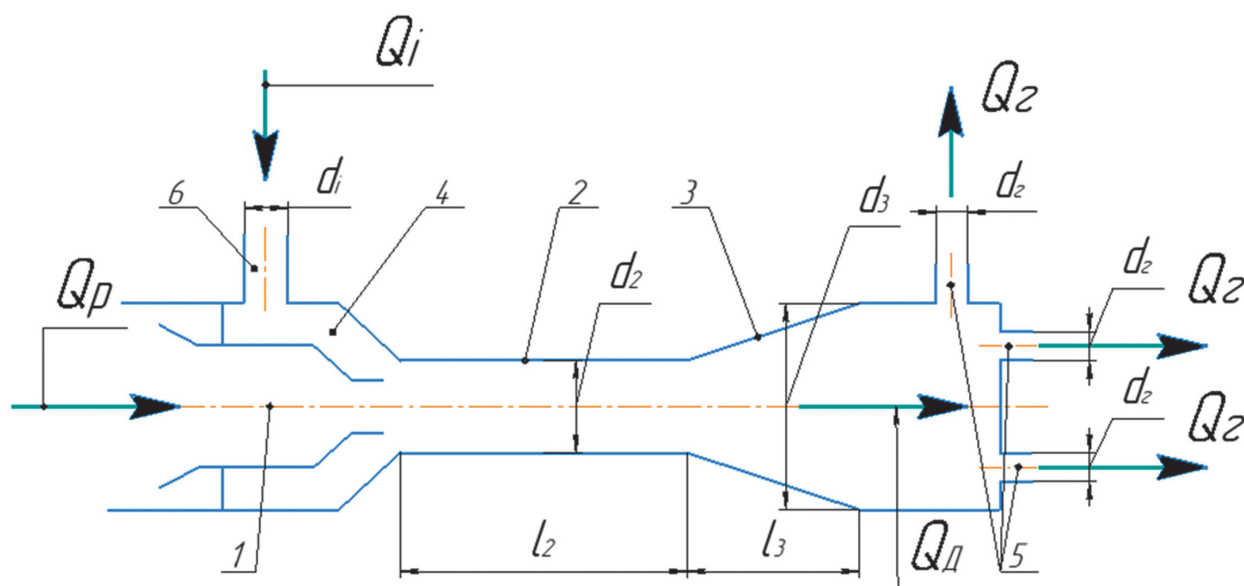


Рис. 3. Гидравлическая схема: 1 – рабочая насадка; 2 – камера смешения; 3 – диффузор; 4 – камера инъекции; 5 – гидромониторные насадки, 6 – канал инъекции; Q_p – рабочий поток, $\text{м}^3/\text{с}$; Q_i – инжектированный поток, $\text{м}^3/\text{с}$; Q_d – смешанный поток, $\text{м}^3/\text{с}$; Q_r – расход жидкости через гидромониторную насадку, $\text{м}^3/\text{с}$
 Fig. 3. Hydraulic circuit: 1 – working nozzle; 2 – mixing chamber; 3 – diffuser; 4 – injection chamber; 5 – jet nozzles, 6 – injection channel; Q_p – working flow, $\text{м}^3/\text{с}$; Q_i – injected flow, $\text{м}^3/\text{с}$; Q_d – mixed flow, $\text{м}^3/\text{с}$; Q_r – fluid flow through the jet nozzle, $\text{м}^3/\text{с}$

$$p_2 \geq \frac{(w_r^2 - w_1^2) \cdot \rho_2}{2} + \Sigma \xi \frac{w_k^2 \cdot \rho_2}{2} + p_3, \quad (1)$$

где $w_k = 60$ м/с – необходимая скорость потока на выходе из гидромониторной насадки, м/с; $w_1 = 1 \div 2$ м/с – скорость в распределительном коллекторе, за выходным сечением диффузора; $\Sigma \xi = 0,98$ – коэффициент местного сопротивления [15] гидромониторной насадки; p_3 – потери давления в затрубном пространстве, Па.

Расход жидкости через гидромониторные насадки определим по формуле:

$$Q_k = Q_p \cdot (1 + q) / z, \quad (2)$$

где $q = 0,1 \div 0,5$ – коэффициент инжекции наддолотного струйного насоса; z – число гидромониторных насадок.

Диаметр гидромониторной насадки долота определится по формуле [18]:

$$d_r = \sqrt[4]{\frac{8Q_p^2 \cdot \rho_2}{\pi^2 \cdot \varphi_1^2 \cdot z^2 \cdot (p_2 - p_3)}}, \quad (3)$$

где ρ_2 – плотность смешанного потока на выходе из диффузора, кг/м³; $\varphi_1 = 0,95$ – коэффициент скорости гидромониторной насадки.

Диаметр рабочей насадки струйного насоса [16]:

$$d_1 = \sqrt[4]{\frac{8Q_p^2 \cdot \rho_p}{\pi^2 \cdot \varphi_1^2 \cdot \Delta p_p}}, \quad (4)$$

где ρ_p – начальная плотность бурового раствора, кг/м³; $\varphi_1 = 0,95$ – коэффициент скорости рабочей насадки; $\Delta p_p > 15$ МПа – перепад давления на рабочей насадке струйного насоса.

Диаметр d_2 и длина l_2 камеры смешения, диаметр d_3 и длина l_3 диффузора определяются по методике Е.Я. Соколова [17]. Формулы для расчета коэффициента напора $\bar{h}$ струйного насоса, коэффициента скорости камеры смешения φ_2 и диффузора φ_3 опубликованы в работе «Применение методики исследования характеристик наддолотного струйного насоса для временной изоляции продуктивного пласта» [18].

Пьезометрическая высота $\frac{p_1}{\rho_1 g}$ на входе в камеру смешения определится по формуле:

$$\frac{p_1}{\rho_1 g} = l_2 + l_3 + \frac{8Q_p^2 (1 + q)^2}{\pi^2 \cdot g} \left[\left(\frac{1}{d_3^4} - \frac{1}{d_2^4} \right) + \frac{\varphi_2^2 - 1}{d_2^4} + \frac{\varphi_3^2 - 1}{d_3^4} \right] + \frac{p_2}{\rho_2 g}, \quad (5)$$

где $g = 9,81$ м/с² – ускорение свободного падения.

Давление на входе в рабочую насадку:

$$p_p = \left\{ \frac{8Q_p^2}{\pi^2} \left[\frac{(1 + q)^2}{d_2^4} + \left(\frac{1}{\varphi_1^2} - 1 \right) \frac{1}{d_1^4} - \frac{1}{d_b^4} \right] + \frac{p_1}{\rho_1} \right\} \cdot \rho_{BP}, \quad (6)$$

где d_b – внутренний диаметр бурильной колонны, м.

Перепад давления на струйном насосе:

$$\Delta p_{CH} = p_p - p_2. \quad (7)$$

Давление в приемной камере струйного насоса [19]:

$$p_i = \frac{\bar{h} \cdot p_p - p_2}{\bar{h} - 1}. \quad (8)$$

Если $p_i > p_3$, это значит, что струйный насос работает в режиме отрицательной инжекции, то есть жидкость выбрасывается в затрубное пространство. В этом случае необходимо уменьшить диаметр рабочей насадки, то есть перейти к расчету по формуле (4), задать более высокое значение Δp_p и повторить все расчеты до тех пор, пока $p_i < p_3$.

Уточняем перепад статического давления на рабочей насадке:

$$\Delta p_p = p_p - p_i. \quad (9)$$

Перепад давления на линии инжекции:

$$\Delta p_{3-i} = p_3 - p_i. \quad (10)$$

Диаметр отверстия для инжекции бурового раствора определится по формуле [18]:

$$d_i = \sqrt[4]{\frac{8Q_p^2 \cdot q^2 \cdot \rho_3}{\pi^2 \cdot \varphi_i^2 \cdot \Delta p_{3-i}}}, \quad (11)$$

где $\varphi_i = \sqrt{1/(1 + \Sigma \xi)}$ – коэффициент скорости канала инжекции; $\Sigma \xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений в канале инжекции.

Воспользовавшись описанными выше формулами, определены основные гидравлические характеристики устройства, изображенного на рис. 4. Результаты расчета представлены в табл. 1.

Воспользовавшись гипотезой Кирпичева-Кика [19], становится возможным рассчитать минимально необходимую скорость струи гидромонитора, которая необходима для объемного разрушения горной породы:

Таблица 1. Характеристики гидравлической системы долота
Table 1. Drilling bit hydraulics

Расчетный параметр	Значение
Подача буровых насосов, л/с	18,4
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1180
Коэффициент инжекции	0,34
Диаметр рабочей насадки, мм	10,3
Диаметр камеры смещения, мм	11,9
Диаметр на выходе диффузора, мм	20,2
Длина камеры смещения, мм	83,0
Длина диффузора, мм	54,0
Диаметр гидромониторных насадок долота, мм	11,1
Число гидромониторных насадок долота	3
Скорость на выходе из гидромониторной насадки, м/с	85,0
Перепад давления на струйном насосе, МПа	11,4
Давление на входе в рабочую насадку, МПа	18,7
Диаметр отверстия для инжекции, мм	14,3
Перепад давления на долоте, МПа	15,7

Таблица 2. Разрушение горной породы гидравлической струей плотностью $\rho = 1180 \text{ кг/м}^3$
Table 2. Rock destruction by hydraulic jet with the density of $\rho = 1180 \text{ kg/m}^3$

Горная порода	Модуль Юнга [20], 10^{10} Па	Предел прочности на сжатие [20], 10^6 Па	Минимальная скорость рабочей струи, м/с
Песчаник	0,5–0,65	100	36,1–41,2
Известняк	0,11–0,86	100	31,4–87,7
Доломиты	0,71–0,93	79	23,8–27,3
Каменная соль	0,01–0,2	30	19,5–87,3
Гипсовый камень	0,05	15–30	19,5–39,1
Базальт	6,2–11,3	300	26,0–35,1
Мрамор	5,6–7,3	200	21,1–24,6
Гранит	2,1–7,0	250	27,5–50,2

$$v_{min} = \sqrt{\frac{\sigma^2}{2 \cdot E \cdot \rho \cdot \sin \alpha}}, \quad (12)$$

где σ – предел прочности на сжатие горной породы, Па; E – модуль Юнга, Па; ρ – плотность струи гидромонитора, кг/м³; α – угол между поверхностью стенки скважины и осью струи гидромонитора, градусы.

Воспользовавшись формулой (12), определим минимально необходимую скорость струи гидромонитора, которая необходима для разрушения забоя при расчетной плотности бурового раствора $\rho = 1180 \text{ кг/м}^3$. Результаты расчета для разных горных пород отображены в табл. 2.

Как видно из табл. 1 и табл. 2, скорости на выходе из гидромониторной насадки достаточно для разрушения большинства горных пород.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработана конструкция гидравлической системы долота PDC, которая может повысить эффективность углубления скважин. Это становится возможным благодаря работе гидромониторных струй. Рассчитаны основные параметры наддолотного струйного насоса и общие гидравлические характеристики долота. При рабочей подаче буровых насосов 18,4 л/с бурового раствора плотностью 1180 кг/м³ на долоте создается перепад давления 15,7 МПа, при этом скорость на выходе из гидромониторных насадок составляет 85 м/с. Мощности гидромониторных струй вполне достаточно для повышения показателей бурения.

Список источников

1. Bogdanov E. Efficient development of the formation system of the oil and gas field using integrated modeling // 82nd EAGE Annual Conference & Exhibition (Amsterdam, 18–21 October 2021). Amsterdam: European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. Vol. 4. P. 2637–2641. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202012044>. EDN: BQOVLY.
2. Myachina K.V., Petrishchev V.P., Chibilev A.A., Krasnov E.V. The features of the formation and the functioning principles of oil and gas field technogeosystems // Geography and Natural Resources. 2021. Vol. 42. No. 1. P. 10–16. <https://doi.org/10.1134/S187537282101011X>. EDN: IMZGFA.
3. Овчинников В.П., Дружинина И.В., Парфиров В.А., Бастиков С.Н., Овчинников П.В., Закиров Н.Н. [и др.]. Математическое моделирование показателей свойств бурового раствора для первичного вскрытия продуктивного пласта // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 8. С. 19–26. [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-8\(368\)-19-26](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-8(368)-19-26). EDN: KKCJIC.
4. Guo Ying, Ren Guangying, Yang Fei, Yang Yong, Bokov D.O., Fardeeva I.N. An analytical method to select appropriate linear and non-linear correlations on the effectiveness of penetration rate parameter towards mechanical specific energy // Energy Reports. 2021. Vol. 7. P. 3647–3654. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.06.055>. EDN: WWIKGH.
5. Tsouprikov A.A. A mathematical model of mechanical penetration rate with three control parameters to optimize oil and gas well drilling // Control Sciences. 2022. Iss. 4. P. 17–23. <https://doi.org/10.25728/cs.2022.4.3>. EDN: NQVMBK.
6. Jung T.J., Jeong Ye.H., Shin Y. Simulation of directional drilling by dynamic finite element method // Journal of Mechanical Science and Technology. 2022. Vol. 36. Iss. 7. P. 3239–3250. <https://doi.org/10.1007/s12206-022-0605-9>. EDN: VHOXYU.
7. Лягов И.А., Лягов А.В., Гагарин Е.Ф., Первушин А.С., Исангулов Д.Р., Новосёлов А.А. Гидромониторный переводник с эффектом волнообразного механического колебания частиц распространяющиеся в упругих средах – газообразных и жидких разработанный для работы в технологической системе компании «Перфобур» // Современные проблемы нефтегазового оборудования – 2021: материалы Междунар. науч.-техн. конф. (г. Уфа, 15 декабря 2021 г.). Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. С. 30–39. EDN: VXZWTO.
8. Пат. № 2034126, Российская Федерация, С1, Е21В 10/18. Разборное буровое долото / Г.К. Ешимов; заявитель Сургутское отделение Западно-Сибирского научно-исследовательского и проектно-конструкторского института технологии глубокого разведочного бурения. № 5031678/03. Заявл. 10.03.1992; опубл. 30.04.1995. EDN: YFKQRX.
9. Suleimanov R.I., Khabibullin M.Ya. Enhancement of efficiency of the hydraulic distributor of the hydraulic drive of the bottom-hole pump // Materials Science and Engineering: IOP Conference Series. 2021. Vol. 1064. P. 012071. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/1064/1/012071>. EDN: CJAEUR.
10. Pei Ju. Cutter load distribution analysis and crown shape optimal design of complex curved PDC bit // Journal of Engineering and Technological Sciences. 2019. Vol. 51. No. 1. P. 14–27. <https://doi.org/10.5614/j.eng.technol.sci.2019.51.1.2>. EDN: XAJIXJ.
11. Mazen A.Z., Rahmanian N., Mujtaba I.M., Hassanpour A. Effective mechanical specific energy: a new approach for evaluating PDC bit performance and cutters wear // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 196. P. 108030. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108030>. EDN: ROKLSX.
12. Cai Zhen, Lai Xuzhi, Wu Min, Lu Chengda, Chen Luefeng. Trajectory azimuth control based on equivalent input disturbance approach for directional drilling process // Journal of Advanced Computational Intelligence and Intelligent Informatics. 2021. Vol. 25. No. 1. P. 31–39. <https://doi.org/10.20965/JACIII.2021.P0031>. EDN: RVVGWE.
13. Liagova A.A., Liagov I.A. The technology of completion reservoir by drilling a network of branched channels under controlled trajectory // Youth Technical Sessions Proceedings: 6th Youth Forum of the World Petroleum Council-Future Leaders Forum (St. Petersburg, 23–28 June 2019). St. Petersburg, 2019. P. 345–351. <https://doi.org/10.1201/9780429327070-47>. EDN: NTBQDD.
14. Пат. № 2244797, Российская Федерация, С1, Е21В 10/18. Буровое долото / В.С. Новиков; заявитель ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть». № 2003119852/03. Заявл. 30.06.2003; опубл. 20.01.2005. EDN: SDDSJS.
15. Chorshanbiev U., Ibadullaev A., Babaev A., Kurbanov S. Theoretical analysis of reduction of pressure and energy loss due to pipe friction through modification of dispers systems // Universum: технические науки. 2022. No. 8. P. 28–32. <https://doi.org/10.32743/UniTech.2022.101.8.14187>. EDN: QWKVZJ.
16. Шайдаков В.В., Мельников А.П., Чернова К.В., Коробков Г.Е. Эффективное вскрытие продуктивного пласта при бурении нефтяных и газовых скважин // НИПИ «Нефтегаз». 2018. № 4. С. 26–34. <https://doi.org/10.5510/OGP20180400368>. EDN: YURILZ.
17. Мельников А.П., Буглов Н.А. Применение методики исследования характеристик наддолотного струйного насоса для временной изоляции продуктивного пласта // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334. № 6. С. 176–184. <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/6/3920>. EDN: WNNTQO.
18. Паневник А.В., Концур И.Ф., Паневник Д.А. Определение эксплуатационных параметров наддолотной эжекционной компоновки // Нефтяное хозяйство. 2018. № 3. С. 70–73. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-3-70-73>. EDN: YSWARI.

19. Ivanova A.S., Leontiev D.N. The origin of engineering education in late 19th - early 20th centuries in pre-revolutionary Russia // Глобальный научный потенциал. 2019. № 10. С. 21–24. EDN: PGKKT.
20. Литвинский Г.Г. Основы теории резания и разрушения горных пород // Сборник научных трудов Донбасского государственного технического университета. 2017. № 8. С. 5–15. EDN: YPWFL.

References

1. Bogdanov E. Efficient development of the formation system of the oil and gas field using integrated modeling. In: *82nd EAGE Annual Conference & Exhibition*. 18–21 October 2021, Amsterdam. Amsterdam: European Association of Geoscientists & Engineers; 2021, vol. 4, p. 2637-2641. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202012044>. EDN: BQOVLY.
2. Myachina K.V., Petrishchev V.P., Chibilev A.A., Krasnov E.V. The features of the formation and the functioning principles of oil and gas field technogeosystems. *Geography and Natural Resources*. 2021;42(1):10-16. <https://doi.org/10.1134/S187537282101011X>. EDN: IMZGFA.
3. Ovchinnikov V.P., Druzhinina I.V., Parfir'ev V.A., Bastrikov S.N., Ovchinnikov P.V., Zakirov N.N., et al. Mathematical modeling of indicators of drilling fluid properties for primary opening of a productive formation. *Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more*. 2023;8:19-26. [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-8\(368\)-19-26](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-8(368)-19-26). (In Russ.). EDN: KKCJIC.
4. Guo Ying, Ren Guangying, Yang Fei, Yang Yong, Bokov D.O., Fardeeva I.N. An analytical method to select appropriate linear and non-linear correlations on the effectiveness of penetration rate parameter towards mechanical specific energy. *Energy Reports*. 2021;7:3647-3654. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.06.055>. EDN: WWIKGH.
5. Tsouprikov A.A. A mathematical model of mechanical penetration rate with three control parameters to optimize oil and gas well drilling. *Control Sciences*. 2022;4:17-23. <https://doi.org/10.25728/cs.2022.4.3>. EDN: NQVMBK.
6. Jung T.J., Jeong Ye.H., Shin Y. Simulation of directional drilling by dynamic finite element method. *Journal of Mechanical Science and Technology*. 2022;36(7):3239-3250. <https://doi.org/10.1007/s12206-022-0605-9>. EDN: VHOXYU.
7. Lyagov I.A., Lyagov A.V., Gagarin E.F., Pervushin A.S., Isangulov D.R., Novosyolov A.A. Jet sub with the effect of wave-like particle mechanical oscillation propagating in gaseous and liquid elastic media developed for the Perfobur company technological system. In: *Sovremennyye problemy neftegazovogo oborudovaniya – 2021: materialy Mezhdunarodnoj nauchno-tekhnicheskoy konferencii = Modern problems of oil and gas equipment - 2021: proceedings of the International scientific and technical conference*. 15 December 2021, Ufa. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University; 2021, p. 30-39. (In Russ.). EDN: VXZWT0.
8. Eshimov G.K. *Demountable drilling bit*. Patent RF, no. 2034126; 1995. (In Russ.). EDN: YFKQRX.
9. Suleimanov R.I., Khabibullin M.Ya. Enhancement of efficiency of the hydraulic distributor of the hydraulic drive of the bottom-hole pump. In: *Materials Science and Engineering: IOP Conference Series*. 2021;1064:012071. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/1064/1/012071>. EDN: CJAEUR.
10. Pei Ju. Cutter load distribution analysis and crown shape optimal design of complex curved PDC bit. *Journal of Engineering and Technological Sciences*. 2019;51(1):14-27. <https://doi.org/10.5614/j.eng.technol.sci.2019.51.1.2>. EDN: XAJIXJ.
11. Mazen A.Z., Rahmanian N., Mujtaba I.M., Hassanpour A. Effective mechanical specific energy: a new approach for evaluating PDC bit performance and cutters wear. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;196:108030. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108030>. EDN: ROKLSX.
12. Cai Zhen, Lai Xuzhi, Wu Min, Lu Chengda, Chen Luefeng. Trajectory azimuth control based on equivalent input disturbance approach for directional drilling process. *Journal of Advanced Computational Intelligence and Intelligent Informatics*. 2021;25(1):31-39. <https://doi.org/10.20965/JACIII.2021.P0031>. EDN: RVVGWE.
13. Liagova A.A., Liagov I.A. The technology of completion reservoir by drilling a network of branched channels under controlled trajectory. In: *Youth Technical Sessions Proceedings: 6th Youth Forum of the World Petroleum Council-Future Leaders Forum*. 23–28 June 2019, St. Petersburg. St. Petersburg; 2019, p. 345-351. <https://doi.org/10.1201/9780429327070-47>. EDN: NTBQDD.
14. Novikov V.S. *Drill bit*. Patent RF, no. 2244797; 2005. (In Russ.). EDN: SDDSJS.
15. Chorshanbiev U. Ibadullaev A. Babaev A. Kurbanov S. Theoretical analysis of reduction of pressure and energy loss due to pipe friction through modification of dispersed systems. *Universum*. 2022;8:28-32. <https://doi.org/10.32743/UniTech.2022.101.8.14187>. EDN: QWKVZJ.
16. Shaidakov V.V., Melnikov A.P., Chernova K.V., Korobkov G.E. Efficient drilling-in in the oil and gas wells drilling. *SOCAR Proceedings*. 2018;4:26-34. <https://doi.org/10.5510/OGP20180400368>. (In Russ.). EDN: YURILZ.
17. Melnikov A.P., Buglov N.A. Application of the methodology for studying the characteristics of a near-bit jet pump for temporary isolation of a productive reservoir. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2023;334(6):176-184. <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/6/3920>. (In Russ.). EDN: WNTTQO.
18. Panevnik A.V., Kontsur I.F., Panevnik D.A. Determination of operating parameters of near-bit ejector assembly. *Oil Industry*. 2018;3:70-73. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-3-70-73>. (In Russ.). EDN: YSWARI.
19. Ivanova A.S., Leontiev D.N. The origin of engineering education in late 19th – early 20th centuries in pre-revolutionary Russia. *Global Scientific Potential*. 2019;10:21-24. EDN: PGKKT.
20. Litvinsky G.G. The theory fundamentals of rock cutting. *Sbornik nauchnyh trudov Donbasskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. 2017;8:5-15. (In Russ.). EDN: YPWFL.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Мельников Александр Павлович,**

преподаватель,

Геологоразведочный техникум,

664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 104, Россия;

664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия

✉ m1a1p@yandex.ru

Буглов Николай Александрович,

к.т.н., доцент,

заведующий кафедрой нефтегазового дела,

Иркутский национальный исследовательский

технический университет,

664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия

bna@istu.edu

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**Alexander P. Melnikov,**

Lecturer,

Geological Prospecting College,

104 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia;

83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia

✉ m1a1p@yandex.ru

Nikolay A. Buglov,

Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,

Head of the Department of Oil and Gas Business,

Irkutsk National Research Technical University,

83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia

bna@istu.edu

Заявленный вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 03.03.2024 г.; одобрена после рецензирования 11.06.2024 г.; принята к публикации 20.06.2024 г.

Authors' contribution

The authors contributed equally to the article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Information about the article

The article was submitted 03.03.2024; approved after reviewing 11.06.2024; accepted for publication 20.06.2024.