

РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Научная статья УДК 622.24+621.694.2 https://doi.org/10.21285/2686-9993-2021-44-4-433-440



Обоснование параметров наддолотного струйного насоса для вскрытия продуктивного пласта

Александр Павлович Мельникова, Николай Александрович Бугловь

^аГеологоразведочный техникум Иркутского национального исследовательского технического университета, г. Иркутск, Россия ^bИркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия Автор, ответственный за переписку: Мельников Александр Павлович, m1a1p@yandex.ru

Резюме. Целью представленного исследования являлась разработка наддолотного струйного насоса с учетом нестационарности низкооборотного бурения для измельчения инжектированного из затрубного пространства шлама при вскрытии продуктивного пласта. В статье предложено устройство для компоновки низа бурильной колонны, предназначенное для первичного вскрытия продуктивного пласта. В состав устройства входят наддолотный струйный насос и кольмататор. Струйный насос создает дополнительный контур циркуляции бурового раствора над забоем скважины, измельчает инжектированный из затрубного пространства шлам в камере смешения и подает его на кольмататор. Дополнительный контур циркуляции над забоем скважины, в свою очередь, создает местную депрессию пласта при сохранении гидростатического давления в скважине. Дробление шлама в камере смешения струйного насоса происходит за счет создания перекрестных потоков в струйном насосе. Перекрестные потоки обеспечиваются за счет углового и эксцентрического смещения рабочей насадки струйного насоса относительно камеры смешения. Кольмататор создает непроницаемый экран на стенке скважины для временной изоляции продуктивного пласта при первичном вскрытии. В результате исследования авторами предложены напорные характеристики струйного насоса с учетом углового, эксцентрического смещения рабочей насадки. Разработана напорная характеристика струйного насоса при нестационарном режиме работы струйного насоса в компоновке низа бурильной колоны. В напорных характеристиках учтена шероховатость проточной части струйного насоса. С помощью напорных характеристик определены допустимые смещения рабочей насадки струйного насоса. Предложены рекомендации по проектированию струйных насосов для компоновок низа бурильной колонны.

Ключевые слова: бурение, первичное вскрытие, дифференциальное давление, струйная кольматация, струйный насос, гидравлический расчет, коэффициент напора, депрессия пласта

Для цитирования: Мельников А. П., Буглов Н. А. Обоснование параметров наддолотного струйного насоса для вскрытия продуктивного пласта // Науки о Земле и недропользование. 2021. Т. 44. № 4. С. 433–440. https://doi.org/10.21285/2686-9993-2021-44-4-433-440.

EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF MINERAL DEPOSITS

Original article

Parameter substantiation of supra bit jet pump for productive formation opening

Alexander P. Melnikov^a, Nikolay A. Buglov^b

^aGeological Prospecting College, Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia ^bIrkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia Corresponding author: Alexander P. Melnikov, m1a1p@yandex.ru

Abstract. The purpose of the study is to develop a supra bit jet pump taking into account the unsteadiness of low-speed drilling for crushing the cuttings injected from the annular space under productive formation opening. The article proposes

© Мельников А. П., Буглов Н. А., 2021



a device for drill string bottom assembly intended for the initial opening of the productive formation. The device includes a supra bit jet pump and a colmatator. The jet pump creates an additional circulation loop of the drilling fluid above the well bottom, crushes the cuttings injected from the annular space in the mixing chamber and delivers it to the colmatator. An additional circulation loop above the well bottom creates a local drawdown of the formation while maintaining the hydrostatic pressure in the well. Crushing of cuttings in the mixing chamber of the jet pump occurs due to the creation of cross flows in the jet pump. The cross flows are provided due to the angular and eccentric displacement of the working nozzle of the jet pump relative to the mixing chamber. The colmatator creates an impermeable screen on the borehole wall for temporary isolation of the productive formation under initial opening. The conducted study allowed the authors to propose head characteristics of the jet pump taking into account the angular, eccentric displacement of the working nozzle. The head characteristics of the jet pump has been developed for the unsteady operation of the jet pump in the drill string bottom assembly. The head characteristics take into account the roughness of the flow path of the jet pump. Using the head characteristics, the permissible displacements of the working nozzle of the jet pump have been determined. Recommendations for the design of jet pumps for drill string bottom assemblies are proposed.

Keywords: drilling, primary opening, differential pressure, jet clogging, jet pump, hydraulic calculation, head coefficient, formation drawdown

For citation: Melnikov A. P., Buglov N. A. Parameter substantiation of supra bit jet pump for productive formation opening. *Nauki o Zemle i nedropol'zovanie = Earth sciences and subsoil use.* 2021;44(4):433-440. (In Russ.). https://doi.org/10.21285/2686-9993-2021-44-4-433-440.

Введение

Под качественным первичным вскрытием продуктивного пласта нефтяных и газовых скважин понимают бурение всей мощности продуктивного пласта при сохранении коллекторских свойств призабойной зоны пласта. Один из наиболее прогрессивных способов вскрытия продуктивного горизонта осуществляется при бурении на депрессии одновременно с кольматированием защитного низкопроницаемого «экрана» на стенке скважины. Отрицательное дифференциальное давление позволяет минимизировать воздействие промывочного агента на продуктивный пласт, его загрязнение, существенно повысить механическую скорость бурения, создать дополнительное гидравлическое усилие на долото. Обеспечить депрессию в скважине позволяет использование в компоновке низа бурильной колонны струйного насоса. Струйные насосы находят широкое применение практически во всех областях техники во многом благодаря их простоте и надежности. Наиболее эффективно струйные насосы работают в стационарных условиях. В процессе бурения при изменении параметров гидравлической системы, переходе на нестационарный режим энергетическая эффективность (коэффициент полезного действия, коэффициент напора) струйных насосов резко падает [1-5].

К сожалению, при всей простоте конструкции, а также значительном объеме исследовательских и опытных работ струйные насосы

так и не нашли широкого внедрения в процессе бурения нефтяных и газовых скважин. Были попытки использовать струйные насосы при исследовании продуктивного пласта в бурении, в компоновке низа бурильной колонны с турбобуром для создания пульсации бурового раствора с целью повысить механическую скорость проходки скважин. Компоновки низа бурильной колоны, в состав которой входит струйный насос, позволяют снижать дифференциальное давление в скважине, что способствует их эффективному применению при бурении в интервалах поглощения бурового раствора [6–14].

Возможно применение наддолотного струйного насоса в технологии по временной изоляции продуктивного пласта путем кольматации, которая известна по работам Н. А. Шамова, Е. Г. Асеева, К. И. Халикова, А. В. Лягова и других. Струйный насос в этом случае инжектирует шлам из затрубного пространства и подает его на кольмататор, который и будет обрабатывать стенку скважины смесью бурового раствора и шлама. В этом случае струйный насос применяется для измельчения инжектированного шлама до необходимой кондиции непосредственно в самом струйном насосе, заменяя целый комплекс наземного оборудования. Идея измельчать шлам с помощью струйного насоса реализована в конструкциях забойного шламодробителя, разработанного А. В. Ляговым и Б. З. Султановым [15–17].

434



Материалы и методы исследования

Методология представленного исследования заключалась в поэтапном изучении влияния смещений рабочей насадки относительно камеры смешения, шероховатости проточной части камеры смешения и диффузора, а также нестационарности на напор наддолотного струйного насоса.

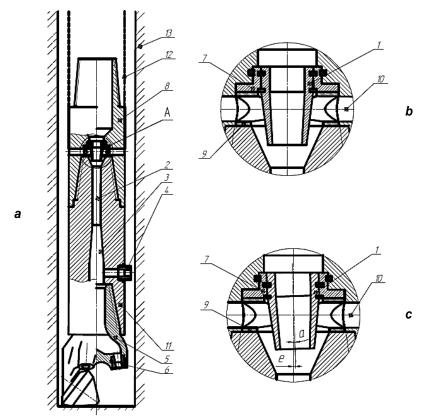
Поставленные задачи решены аналитически при помощи известных и самостоятельно разработанных методик моделирования нестационарной работы струйного насоса в компоновке низа бурильной колонны. Решение этих задач базируется на таких методах научных исследований, как математическое моделирование динамики работы наддолотного струйного насоса, а также физическое экспе-

риментальное моделирование работы струйного насоса на лабораторном стенде.

Результаты исследования и их обсуждение

На рисунке изображена конструкция устройства для первичного вскрытия продуктивного пласта [18]. Устройство для бурения скважин представляет собой струйный насос, установленный над гидромониторным долотом. На выходе из струйного насоса установлен кольмататор.

Устройство для бурения работает следующим образом. По каналу бурильных труб буровой раствор подается на рабочую насадку струйного насоса 1. За счет кинетической энергии рабочего потока на выходе из насадки создается разрежение, и струйный насос



Устройства для первичного вскрытия продуктивного пласта:

а – общий вид; b – вид сверху (увеличено), вариант без смещения рабочей насадки; с – вид сверху (увеличено), вариант со смещением рабочей насадки

1 – рабочая насадка струйного насоса; 2 – камера смешения; 3 – диффузор; 4 – насадка кольмататора; 5 – шарошечное долото; 6 – гидромониторная насадка долота; 7 – втулка; 8 – ниппель; 9 – шайба; 10 – канал инжекции; 11 – корпус; 12 – бурильная колонна; 13 – стенка скважины

Devices for initial drilling-in of a productive formation

a – general view; b – top view (enlarged), option without displacement of the working nozzle; c – top view (enlarged), option with the displaced working nozzle 1 – working nozzle of the jet pump; 2 – mixing chamber; 3 – diffuser; 4 – colmatator nozzle; 5 – cone rock bit; 6 – bit jet nozzle; 7 – bushing; 8 – nipple; 9 – washer;

10 – injection channel; 11 – case; 12 – drill string; 13 – borehole wall



инжектирует буровой раствор со шламом из затрубного пространства. После этого происходит смешение рабочего и инжектированного потоков в камере смешения 2, смешанный поток поступает в диффузор 3. На выходе из струйного насоса происходит разделение потоков. Главный поток поступает в гидравлическую систему долота 5 для дальнейшей очистки забоя и создания гидромониторного эффекта. Другая часть потока поступает на насадку кольмататора 4. Поток, истекающий из кольмататора 4, воздействует на стенку скважины, изолируя продуктивный пласт от взаимодействия с технологической средой в скважине. Это препятствует как фильтрации бурового раствора, так и поступлению пластового флюида в скважину при депрессии пласта.

Измельчение инжектированного из затрубного пространства шлама дроблением о стенки камеры смешения струйного насоса происходит за счет создания перекрестных

$$\bar{h} = \varphi_1^2 \frac{f_{P2} \cos^2 a}{f_C} \left[2\varphi_2 + i^2 \frac{v_i}{v_P} \frac{f_{P2}}{f_C - f_{P2} \cdot \cos a} \left(2\varphi_2 - \frac{1}{\varphi_4^2} \right) - (1+i)^2 \frac{v_C}{v_P} \frac{f_{P2}}{f_C} (2-\varphi_3^2) \right],$$

где $\varphi_1,\; \varphi_2,\; \varphi_3,\; \varphi_4$ – коэффициенты скорости сопла, камеры смешения, диффузора, входящего участка камеры смешения соответственно; f_{P2} – площадь поперечного сечения на выходе из рабочей насадки, M^2 ; f_C – площадь поперечного сечения камеры смешения, M^2 ; i – коэффициент инжекции; v_P , v_i , v_C – удельные объемы рабочей, инжектированной и смешанной сред соответственно, м 3 /кг; α – угловое смещение рабочей насадки относи-

$$\bar{h} = \varphi_1^2 \frac{f_{P2}}{f_C} \left[2\varphi_2 + i^2 \left(1 + \frac{3}{2} \varepsilon^2 \right)^2 \frac{v_i}{v_P} \frac{f_{P2}}{f_i} \left(2\varphi_2 - \frac{1}{\varphi_4^2} \right) - \left(1 + i \left(1 + \frac{3}{2} \varepsilon^2 \right) \right)^2 \frac{v_C}{v_P} \frac{f_{P2}}{f_C} \left(2 - \varphi_3^2 \right) \right],$$

где $\varepsilon = \frac{e}{a_0}$ — относительное эксцентрическое смещение рабочей насадки относительно камеры смешения; e — эксцентрическое смещение рабочей насадки, м; a_0 – радиальный зазор между поверхностью рабочей струи и поверхностью камеры смешения, м.

потоков при эксцентрическом е и угловом а смещении рабочей насадки относительно оси камеры смешения. Вариант исполнения струйного насоса со смещением рабочей насадки показан на рисунке, с. При таком смещении рабочей насадки уменьшается рабочий напор струйного насоса. Также необходимо учесть влияние шероховатости проточной части струйного насоса на его напорную характеристику, чтобы определить допуски этого параметра, так как при ударе частиц шлама об стенку камеры смешения происходит износ последней.

Для создания перекрестных потоков в струйном насосе, необходимых для дробления шлама, нужно создать угловое смещение α рабочей насадки относительно оси камеры смешения. С учетом возможности этого отклонения зависимость коэффициента напора струйного насоса от коэффициента инжекции примет следующий вид [19]:

Альтернативой угловому смещению α рабочей насадки для измельчения шлама в камере смешения может быть эксцентрическое смещение е рабочей насадки относительно оси камеры смешения. Зависимость коэффициента напора струйного насоса от коэффициента инжекции с учетом радиального эксцентрического смещения рабочей насадки примет вид [8]:

$$\left[2 - \frac{1}{{\varphi_4}^2}\right] - \left(1 + i\left(1 + \frac{3}{2}\varepsilon^2\right)\right)^2 \frac{v_C}{v_P} \frac{f_{P2}}{f_C} (2 - {\varphi_3}^2)\right],$$

При дроблении шлама о стенки камеры смешения разрушается и сама камера смешения, в этом случае увеличивается ее шероховатость R_a . Для оценки влияния шероховатости Δ проточной части на работу струйного насоса используется коэффициент скорости камеры смешения [9]:

$$\varphi_{2} = \frac{1}{\sqrt{1 + 0.77 \cdot \left(\frac{\Delta}{d_{2}} + \frac{53.38 \cdot \eta \cdot d_{2} \left(1 + \frac{0.13 \cdot \tau_{0} \cdot d_{2}^{3}}{\eta \cdot Q_{P}(1+i)}\right)\right)^{0.25}}},$$

436



где Δ – абсолютная шероховатость R_a поверхности, м; η – абсолютная вязкость, Па·с; τ_0 – динамическое напряжение сдвига, Па; $\rho_{\mathcal{C}}$ – плотность смешанного потока, кг/м³; Q_P – расход рабочей жидкости, м³/с.

Чтобы оценить влияние шероховатости Δ проточной части диффузора на напор струйного насоса, используют коэффициент скорости диффузора [20]:

$$\varphi_{3} = \boxed{ \frac{1}{0.01375 \cdot \left(\frac{\Delta}{d_{2}} + \frac{53.38 \eta \cdot d_{2} \cdot \left(1 + \frac{0.13 \cdot \tau_{0} \cdot d_{2}^{-3}}{\eta \cdot Q_{P}(1+i)} \right) \right)^{0.25} \cdot \left(1 - \left(\frac{d_{2}}{d_{3}} \right)^{4} \right)} } \\ + \sin 2a_{3} \cdot \left(1 - \left(\frac{d_{2}}{d_{3}} \right)^{2} \right)^{2}} \\ = a_{3} - \text{угол расширения в диффузоре, рад;} \quad \text{конструктивных особенностей буровых на}$$

где a_3 – угол расширения в диффузоре, рад; $n=\left(\frac{d_3}{d_2}\right)^2$ – расширение диффузора; d_3 – диаметр на выходе из диффузора, м; d_2 – диаметр камеры смешения, м.

При работе над долотом на струйный насос воздействуют продольные колебания бурильной колонны, причиной которых являются грунтовые колебания. Также вследствие

конструктивных особенностей буровых насосов рабочий поток струйного насоса неравномерен. Все эти факторы и являются причиной нестационарности струйного насоса. Зависимость коэффициента напора струйного насоса от коэффициента инжекции с учетом неравномерной подачи бурового насоса и продольных колебаний бурильной колонны будет выглядеть следующим образом [21]:

$$\bar{h} = \frac{{{\varphi _1}^2}}{{{K_{CH}}}}{\left[{\frac{{2{\varphi _2} + {\left({\frac{q}{{1 + (m - 1)\sin ({\omega _1}t) + \frac{{({f_{{\rm EK.B}} - {f_{P2}}){A_2}{\omega _2}\cos ({\omega _2}t)}}{{Q_{{\rm{CP}}}}}} \right)^2} \frac{{{v_P}}}{{{v_i}}}\frac{{\left({2{\varphi _2} - \frac{1}{{{\varphi _4}^2}}} \right)}}{{K_{{\rm{CH}}} - 1}} - \right]}}}{{\left({1 + \frac{q}{{1 + (m - 1)\sin ({\omega _1}t) + \frac{{({f_{{\rm{EK.B}}} - {f_{P2}}}){A_2}{\omega _2}\cos ({\omega _2}t)}}}{{Q_{{\rm{CP}}}}}}} \frac{{{v_P}}}}{{{v_i}}}} \right)^2} \frac{{{v_C}}}{{K_{{\rm{CH}}}}} \frac{{2 - {\varphi _3}^2}}{{K_{{\rm{CH}}}}}}$$

где m – неравномерность подачи бурового насоса; д – объемный коэффициент инжекции в стационарном режиме работы струйного насоса; $\omega_1 = \frac{\pi n_1}{30}$ – угловая скорость гармонического колебания, вызванная неравномерностью подачи бурового насоса, рад/с; n_1 – частота хода поршня или плунжера бурового насоса, об/мин; t – время колебания, c; $f_{\rm БК.в}$ – площадь сечения гладкой части канала бурильных труб, м 2 ; f_{P2} — площадь сечения на выходе из рабочей насадки струйного насоса, ${\sf M}^2$; ${\it Q}_{\sf CP}$ — средняя подача буровых насосов, м³/c; $K_{\rm CH} = \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^2$ — основное геометрическое соотношение струйного насоса; d_1 – диаметр рабочей насадки, м; A_2 – амплитуда колебаний долота по забою скважины, м; ω_2 – угловая скорость грунтовых колебаний шарошечного долота по забою скважины, вызванная взаимодействием вооружения долота с забоем скважины, рад/с.

При анализе последней приведенной нами зависимости установлено, что неравномерность напора струйного насоса увеличивается при росте коэффициента инжекции. Неравномерность напора может достигать 70 %.

Наиболее стабильная работа струйного насоса в нестационарном режиме наблюдается при низких значениях коэффициента инжекции, то есть $q \le 0,5$. Далее будем рассматривать струйные насосы с $K_{\text{CH}} < 4$, так как рекомендуется значение $K_{\text{CH}} = 3,9 \cdot q$.

В результате моделирования было установлено, что потери напора при угловом смещении рабочей насадки относительно камеры смешения до 7° не превышают 2 %.

Кроме того, установлено, что потери напора струйного насоса при эксцентрическом смещении рабочей насадки на 20 % относительно максимального зазора (при условии концентрического расположения рабочей насадки) не превышают 1 %.



Заключение

Предложенное устройство для первичного вскрытия продуктивного пласта с усовершенствованным струйным насосом позволяет временно изолировать продуктивный пласт при бурении на депрессии, а также улучшает процесс очистки забоя от шлама. За счет эксцентрического и углового смещения рабочей насадки относительно камеры смешения обеспечивается дробление шлама в струйном насосе. Устройство создает контур циркуляции бурового раствора над забоем скважины и за счет этого локальную депрессию над забоем скважины.

С помощью математического анализа напорных характеристик струйного насоса удалось определить угловое (до 7°) и эксцентрическое (до 20 %) смещение рабочей насадки относительно оси камеры смешения, которое не будет существенно влиять на напор струйного насоса.

Разработанные напорные характеристики струйного насоса позволяют определять рабочие параметры струйного насоса для нестационарных условий его работы. За счет простоты конструкции, отсутствия подвижных элементов, компактности и высокой надежности струйного насоса возможно обеспечивать различные технологичные решения для первичного вскрытия продуктивных пластов.

Список источников

- 1. Okoro E. E., Obomanu T., Sanni S. E., Olatunji D. I., Igbinedion P. Application of artificial intelligence in predicting the dynamics of bottom hole pressure for under-balanced drilling: extra tree compared with feed forward neural network model // Petroleum. 2021. https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.03.001.
- 2. Salehi S., Hareland G., Nygaard R. Numerical simulations of wellbore stability in under-balanced-drilling wells // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2010. Vol. 72. Iss. 3-4. P. 229–235. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.03.022.
- 3. Mikhal'chenkova A. N., Lagutkin M. G., Baranova E. Yu. Comparative analysis of vortex ejector and jet pump characteristics // Chemical and Petroleum Engineering. 2020. Vol. 56. Iss. 7-8. P. 522–528. https://doi.org/10.1007/s10556-020-00827-3.
- 4. Pugh T., Khelifa C. B., Fraser K. First ever sub-sea hydraulic jet pump system used to optimize single well development offshore Tunisia // Offshore Mediterranean Conference and Exhibition. Ravenna, 2015. [Электронный ресурс]. URL: https://www.onepetro.org/download/conference-paper/OMC-2015-207?id=conference-paper%2FOMC-2015-207 (20.08.2021).
- 5. Соколов Е. Я., Зингер Н. М. Струйные аппараты. М.: Энергоатомиздат, 1989. 325 с.
- 6. Sazonov Yu. A., Mokhov M. A., Gryaznova I. V., Tumanyan K. A., Pyatibratov P. V., Voronova V. V. Development and research of jet pump-compressor unit with periodical connection of ejector // Journal of Applied Engineering Science. 2020. Vol. 18. Iss. 2. P. 267–272. https://doi.org/10.5937/jaes18-25998.
- 7. Калачев В. В. Струйные насосы: теория, расчет и проектирование. М.: Омега-Л, 2017. 418 с.
- 8. Шайдаков В. В., Мельников А. П., Чернова К. В., Коробков Г. Е. Эффективное вскрытие продуктивного пласта при бурении нефтяных и газовых скважин // SOCAR Proceedings. 2018. № 4. С. 26–34. https://doi.org/10.5510/OGP20180400368.

- 9. Сазонов Ю. А., Мохов М. А., Грязнова И. В., Воронова В. В., Туманян Х. А., Франков М. А. [и др.]. Разработка перспективных технологий с применением эжекторных систем и сетчатых турбин // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. 2020. № 4. С. 49–60. https://doi.org/10.33285/2073-9028-2020-4(301)-49-60.
- 10. Крыжанивский Е. И., Паневник Д. А. Повышение эффективности использования наддолотных струйных насосов // SOCAR Proceedings. 2020. № 2. С. 112–118. https://doi.org/10.5510/OGP20200200437.
- 11. Паневник А. В., Концур И. Ф., Паневник Д. А. Определение эксплуатационных параметров наддолотной эжекторной компоновки // Нефтяное хозяйство. 2018. № 3. С. 70–73. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-3-70-73.
- 12. Паневник Д. А., Паневник А. В. Исследование совместной работы струйного и плунжерного насосов с балансирным кривошипно-шатунным приводом // Нефтяное хозяйство. 2020. № 2. С. 58–61. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-2-58-61.
- 13. Крысин Н. И., Крапивина Т. Н. Повышение скоростей бурения и дебитов скважин. Разработка и совершенствование составов буровых растворов, технологий и технических средств первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов. М.: Инфра-Инженерия, 2018. 340 с.
- 14. Сазонов Ю. А., Мохов М. А., Туманян Х. А., Франков М. А., Азарин К. И. Разработка компрессорных технологий с эжекторами высокого давления для добычи нефти и газа // Нефтяное хозяйство. 2018. № 5. С. 78—82. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-5-78-82.
- 15. Асеев Е. Г., Шамов Н. А., Лягов А. В., Назаров С. В., Халиков К. И., Зинатуллина Э. Я. Депрессионноволновые и иные средства повышения приемистости и продуктивности скважин // Проектирование и эксплуатация нефтегазового оборудования: проблемы и решения: материалы Всерос. науч.-техн. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. С. 8–13.



- 16. Андуганов А. А., Лягов А. В., Агзамов Ф. А. Разработка конструкции эжекционного струйного скважинного насоса для традиционного бурения // Современные технологии в нефтегазовом деле 2019: сборник трудов Междунар. науч.-техн. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. С. 15—19.
- 17. Касимов Д. Л., Лягов А. В. Компоновка низа бурильной колонны модернизированная // 70-я научнотехническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: сборник тезисов. В 2 т. Т. 1. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. С. 97–98.
- 18. Пат. № 186817, Российская Федерация, МПК E21B 21/00, F16F 5/00. Устройство для бурения скважин / А. П. Мельников, Н. А. Буглов, В. М. Иванишин, Р. Х. Акчурин. Заявл. 02.11.2018; опубл. 05.02.2019. Бюл. № 4.
- 19. Мельников А. П., Буглов Н. А. Исследование влияния эксцентрического и углового смещения рабочей насадки струйного насоса на его работу при бурении скважин // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2016. № 6. С. 50–57. https://doi.org/10.21285/1814-3520-2016-6-50-57.
- 20. Мельников А. П., Буглов Н. А. Влияние шероховатости проточной части струйного насоса на его характеристики // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. Т. 22. № 1. С. 23–29. https://doi.org/10.21285/1814-3520-2018-1-23-29.
- 21. Мельников А. П., Шайдаков В. В., Сёмин В. И. Работа струйного насоса в нестационарных условиях забоя при бурении нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. № 12s. С. 30–35. https://doi.org/10.30713/0130-3872-2018-12s-30-35.

References

- 1. Okoro E. E., Obomanu T., Sanni S. E., Olatunji D. I., Igbinedion P. Application of artificial intelligence in predicting the dynamics of bottom hole pressure for under-balanced drilling: extra tree compared with feed forward neural network model. *Petroleum*. 2021. https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.03.001.
- 2. Salehi S., Hareland G., Nygaard R. Numerical simulations of wellbore stability in under-balanced-drilling wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2010; 72(3-4):229-235. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.03.022.
- 3. Mikhal'chenkova A. N., Lagutkin M. G., Baranova E. Yu. Comparative analysis of vortex ejector and jet pump characteristics. *Chemical and Petroleum Engineering*. 2020;56(7-8):522-528. https://doi.org/10.1007/s10556-020-00827-3
- 4. Pugh T., Khelifa C. B., Fraser K. First ever sub-sea hydraulic jet pump system used to optimize single well development offshore Tunisia. In: *Offshore Mediterranean Conference and Exhibition*. Ravenna; 2015. Available from: https://www.onepetro.org/download/conference-paper/OMC-2015-207?id=conference-paper%2FOMC-2015-207 [Accessed 20th August 2021].
- 5. Sokolov E. Ya., Zinger N. M. *Jet devices*. Moscow: Energoatomizdat; 1989. 325 p. (In Russ.).
- 6. Sazonov Yu. A., Mokhov M. A., Gryaznova I. V., Tumanyan K. A., Pyatibratov P. V., Voronova V. V. Development and research of jet pump-compressor unit with periodical connection of ejector. *Journal of Applied Engineering Science*. 2020;18(2):267-272. https://doi.org/10.5937/jaes18-25998.
- 7. Kalachev V. V. *Jet pumps: theory, calculation and design.* Moscow: Omega-L; 2017. 418 p. (In Russ.).
- 8. 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. (In Russ.). https://doi.org/10.5510/OGP20180400368.
- 9. Sazonov Yu. A., Mokhov M. A., Gryaznova I. V., Voronova V. V., Tumanyan Kh. A., Frankov M. A., et al. Development of advanced technologies dedicated to ejector systems and mesh turbines. *Trudy Rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza imeni I. M. Gubkina* =

- Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 2020;4:49-60. (In Russ.). https://doi.org/10.33285/2073-9028-2020-4(301)-49-60.
- 10. Kryzhanivskyi E. I., Panevnyk D. A. Improving use efficiency above-bit jet pumps. *SOCAR Proceedings*. 2020;2:112-118. (In Russ.). https://doi.org/10.5510/OGP 20200200437.
- 11. Panevnik A. V., Kontsur I. F., Panevnik D. A. Determination of operating parameters of near-bit ejector assembly. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2018;3:70-73. (In Russ.). https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-3-70-73.
- 12. Panevnyk D. A., Panevnyk A. V. Investigation of the joint work of a jet and plunger pump with a balancing crank-rod drive. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2020;2:58-61. (In Russ.). https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-2-58-61.
- 13. Krysin N. I., Krapivina T. N. Increasing drilling rates and well yield. Development and improvement of drilling fluid compositions, technologies and engineering tools of primary and secondary penetration of payout beds. Moscow: Infra-Inzheneriya; 2018. 340 p. (In Russ.).
- 14. Sazonov Yu. A., Mokhov M. A., Tumanyan Kh. A., Frankov M. A., Azarin K. I. The development of compressor technologies with high presssure ejectors for oil and gas production. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2018;5:78-82. (In Russ.). https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-5-78-82.
- 15. Aseev E. G., Shamov N. A., Lyagov A. V., Nazarov S. V., Khalikov K. I., Zinatullina E. Ya. Depression-wave and other means to increase well intake capacity and productivity. In: *Proektirovanie i ekspluatatsiya neftegazovogo oborudovaniya: problemy i resheniya: materialy Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii = Design and operation of oil and gas equipment: problems and solutions: materials of the All-Russian scientific and technical conference*. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University; 2004. p.8–13. (In Russ.).
- 16. Anduganov A. A., Lyagov A. V., Agzamov F. A. Developing the design of a hydraulic jet pump for traditional drilling. In: Sovremennye tekhnologii v neftegazovom dele 2019: sbornik trudov Mezhdunarodnoi nauchnotekhnicheskoi konferentsii = Modern technologies in oil and gas business 2019: collected works of the International



scientific and technical conference. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University; 2019. p.15–19. (In Russ.).

- 17. Kasimov D. L., Lyagov A. V. Modernized assembly the drill string bottom. In: 70-ya nauchno-tekhnicheskaya konferentsiya studentov, aspirantov i molodykh uchenykh: sbornik tezisov = 70th scientific and technical conference of students, postgraduate students and young scientists: collected abstracts. In 2 vol. Vol. 1. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University; 2019. p.97–98. (In Russ.).
- 18. Mel'nikov A. P., Buglov N. A., Ivanishin V. M., Akchurin R. Kh. *A device for drilling wells.* Patent RF, no. 186817; 2019. (In Russ.).
- 19. Melnikov A. P., Buglov N. A. Studying the influence of working nozzle eccentric and angular misalignment in the jet pump on its operation at drilling wells. *Vestnik*

Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University. 2016; 6:50-57. (In Russ.). https://doi.org/10.21285/1814-3520-2016-6-50-57.

- 20. Melnikov A. P., Buglov N. A. Effect of wet end roughness on jet pump characteristics. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University.* 2018;22;1:23-29. (In Russ.). https://doi.org/10.21285/1814-3520-2018-1-23-29.
- 21. Melnikov A. P., Shaidakov V. V., Syomin V. I. Jet pump operation in a bottom hole's non-stationary conditions when drilling oil and gas wells. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2018;12s:30-35. (In Russ.). https://doi.org/10.30713/0130-3872-2018-12s-30-35.

Информация об авторах / Information about the authors



Мельников Александр Павлович,

преподаватель,

Геологоразведочный техникум Иркутского национального исследовательского технического университета,

г. Иркутск, Россия, m1a1p@yandex.ru.

Alexander P. Melnikov,

Lecturer.

Geological Prospecting College,

Irkutsk National Research Technical University,

Irkutsk, Russia,

m1a1p@yandex.ru.



Буглов Николай Александрович,

кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой нефтегазового дела,

Институт недропользования,

Иркутский национальный исследовательский технический университет,

г. Иркутск, Россия,

bna@istu.edu.

Nikolay A. Buglov,

Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor, Head of the Department of Oil and Gas Business, Institute of Subsurface Resource Management, Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia,

bna@istu.edu.

Вклад авторов / Contribution of the authors

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации. The authors contributed equally to this article.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов. The authors declare no conflicts of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи. The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 24.09.2021; одобрена после рецензирования 28.10.2021; принята к публикации 30.11.2021.

The article was submitted 24.09.2021; approved after reviewing 28.10.2021; accepted for publication 30.11.2021.