СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИННОГО ПЛУНЖЕРНОГО НАСОСА ДЛЯ ДОБЫЧИ ЖИДКОСТИ С ПОВЫШЕННОЙ КОНЦЕНТРАЦИЕЙ ВЗВЕШЕННЫХ ЧАСТИЦ

IMPROVEMENT OF A DESIGN OF A BOREHOLE PLUNGER PUMP FOR PRODUCING A LIQUID WITH SUSPENDED PARTICLES INCREASED CONCENTRATION

К. Р. Уразакوف

Kamil R. Urazakov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

М. Я. Хабибуллин

Marat Ya. Khabibullin

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет, филиал,
г. Октябрьский,
Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University, Branch,
Oktyabrskiy, Russian Federation

Р. З. Нургалиев

Robert Z. Nurgaliev

Альметьевский
государственный
нефтяной институт,
г. Альметьевск,
Российская Федерация

Almetyevsk State Oil Institute,
Almetyevsk,
Russian Federation

При содержании в добываемой пластовой жидкости большого количества твердых примесей (песка) работа эксплуатационных скважин осложняется. Их наличие приводит к повышению гидроабразивного износа деталей и узлов скважинного штангового насоса и вызывает заклинивание его плунжерной пары. Кроме того, это приводит к пробкообразованию, которое требует очистки и промывки. Для предотвращения этого явления используются различные виды противопесочных фильтров и изменения конструкций плунжерных пар штангового насоса.

Проведенный анализ работы штанговых насосов для добычи нефти на месторождениях НГДУ «Туймазанефть» ООО «Башнефть-Добыча» выявил следующие основные причины отказа работы подземной части установок скважинных штанговых насосов: забивание всасывающих и нагнетательных клапанов (52,2 %), заклинивание плунжера в цилиндре насоса (36,5 %), появление зазоров в клапанах (4,8 %), отсоединение плунжера от штока (1,8 %), обрыв колонны штанг (1,7 %), отсутствие герметичности в опоре вставного насоса (1,1 %). В результате этого уменьшается средняя наработка насоса на отказ, и главной проблемой можно считать наличие количества песка в пластовой жидкости. В статье на основе анализа промысловых данных о работе плунжерного насоса в осложненных условиях (при повышенной концентрации взвешенных частиц в добываемой жидкости) предлагается изменить его конструкцию. Совершенствование коснулось плунжера насоса и его фильтра. Предлагаемые разработки имеют подробное описание их конструкции и принципа работы. Приводятся подробные промысловые испытания разработанных устройств, показывающие эффективность его применения.

В результате применения насосов с укороченными плунжерами (причем предыдущие режимы работы скважин не изменялись) достигнуты хорошие результаты по уменьшению нагрузки в ТПШ и повышению коэффициента подачи насоса, долговечности элементов плунжерных пар штанговых насосов. После обследования плунжеров выявлен незначительный износ эксцентричных колец для центрирования плунжера. С целью дальнейшего применения укороченных плунжеров необходима только замена всех колец. Отпадает необходимость в дорогостоящем ремонте плунжеров. Кроме того, полностью отсутствовали заклинивания плунжера в цилиндре. Песочные фильтры были установлены в 2018 г. на скв. №№ 1246,

Ключевые слова

штанговый насос; концентрация
взвешенных частиц;
шламоуловитель;
перфорированная труба

1356, 1623 НГДУ «Краснохолмскнефть» ООО «Башнефть-Добыча». До спуска фильтра в скважины были отобраны пробы, в которых установлено наличие в продукции механических примесей. Концентрация взвешенных частиц превышала норму в несколько десятков раз, которая может привести к преждевременному отказу насоса. Кроме того, между фильтром и хвостовиком располагались шламоуловители для повышения эффективности. Применение новых разработок в совокупности позволяет повысить эффективность применения штангового насоса в осложненных условиях эксплуатации.

When a large amount of solid impurities (sand) is contained in the produced formation fluid, the operation of production wells is complicated. Their presence leads to an increase in hydroabrasive wear of parts and components of a downhole sucker rod pump and causes its plunger pair to be wedged. In addition, this leads to cork formation, which requires cleaning and flushing. To prevent this phenomenon, various types of sand filters and structural changes of plunger pairs of the rod pump are used.

The analysis of the operation of sucker rod pumps for oil production at the Tuymazaneft NGDU fields of Bashneft-Dobycha LLC revealed the following main reasons for the failure of the underground part of well sucker rod pump units: blockage of suction and discharge valves (52.2 %), jamming of the plunger in the pump cylinder (36.5 %), gaps in valves (4.8 %), disconnection of the plunger from the rod (1.8 %), breakage of the rod string (1.7%), lack of tightness in the support of the plug-in pump (1.1 %). As a result, the average operating time of the pump is reduced to failure and the presence of sand in the formation fluid can be considered the main problem. Based on the analysis of field data on the operation of the plunger pump under complicated conditions (increased concentration of suspended particles in the produced fluid), it is proposed to change its design. Improvement affected the pump plunger and its filter. The proposed developments have a detailed description of their design and principle of operation. Detailed field tests of the developed devices are presented, showing the effectiveness of its use.

As a result of the use of pumps with shortened plungers (and the previous modes of operation of the wells did not change), good results were achieved in reducing the load in the TPS and increasing the pump coefficient, and the durability of the elements of the plunger pairs of sucker rod pumps. After examining the plungers, slight wear of the eccentric rings to center the plunger was detected. For the purpose of further use of shortened plungers, only the replacement of all rings is necessary. There is no need for expensive repair of plungers. In addition, there was no seizure of the plunger in the cylinder. Sand filters were installed in 2018 at the well Nos. 1246, 1356, 1623 NGDU Krasnokholmskneft LLC Bashneft-Dobycha. Before the filter was lowered into the wells, samples were taken that established the presence of mechanical impurities in the product. The concentration of suspended particles exceeded the norm by several dozen times, which can lead to premature failure of the pump. In addition, sludge traps were located between the filter and the shank to increase efficiency. The use of new developments together allows to increase the efficiency of the use of a sucker rod pump in difficult operating conditions.

При содержании в добываемой пластовой жидкости большого количества твердых примесей (песка) свыше 1 мг/л осложняется работа эксплуатационных скважин. Их наличие приводит к повышению гидроабразивного износа деталей и узлов скважинного штангового насоса и вызывает заклинивание его плунжерной пары. Кроме того, это приводит к пробкообразованию, которое требует очистки

и промывки [1–3]. Для предотвращения этого явления используются различные виды противопесочных фильтров и изменения конструкций плунжерных пар штангового насоса.

Проведенный анализ работы штанговых насосов для добычи нефти на месторождениях НГДУ «Туймазанефть» ООО «Башнефть-Добыча» выявил следующие основные причины отказа работы подземной части устано-

Key words

sucker rod pump;
suspended particles concentration;
slurry trap, perforated pipe

вок скважинных штанговых насосов (УСШН): забивание всасывающих и нагнетательных клапанов (52,2 %), заклинивание плунжера в цилиндре насоса (36,5 %), появление зазоров в клапанах (4,8 %), отсоединение плунжера от штока (1,8 %), обрыв колонны штанг (1,7 %), отсутствие герметичности в опоре вставного насоса (1,1 %). В результате этого уменьшается средняя наработка насоса на отказ, и главной проблемой можно считать наличие количества песка в пластовой жидкости (значение превышает 1 мг/л).

Для увеличения межремонтного периода работы подземного оборудования УСШН в осложненных условиях с пескопроявлением в скважине предлагается принципиально изменить конструкции фильтра и плунжера насоса [4, 5]. На рисунке 1 представлен укороченный плунжер в разрезе. Устройство состоит из полого корпуса, который имеет радиальные и осевые отверстия, клапанной коробки, внутри которой расположены клетка, седло и шарик, наконечник. В верхней части корпус заканчивается внутренней резьбой, а в нижней части — наружной резьбой. На корпусе располагаются эксцентричные кольца на шпонках. Паза для шпонок в каждом кольце выполняются смещенными на 330 таким образом, что наружная поверхность колец образует волновую поверхность. Общее количество эксцентричных колец для уплотнения составляет 24.

В верхней части упора располагаются эксцентричные кольца для центрирования плун-

жера в цилиндре с помощью шпонки. Данные кольца для центрирования выполняются по аналогии с кольцами для уплотнения. Паза для шпонок в каждом кольце выполняются смещенными на 450. Количество эксцентричных колец для центрирования составляет 6–12 (с увеличением диаметра количество увеличивается). В нижней части наконечника выполнены канавки с целью уменьшения гидравлического сопротивления, когда плунжер двигается вниз. На рисунке 2 изображена схема расположения эксцентричных колец для уплотнения. Все кольца устанавливаются на корпус с возможностью свободного осевого перемещения. Уплотнительные и центрирующие кольца имеют наружные диаметры с интервалами, кратные 0,05 мм и эксцентриситетом 0,35; 0,45; 0,55 мм. Значение эксцентриситета выбирается исходя из условий эксплуатации скважины.

В сильнообводненных его значение выбирается 0,35 мм, с заметным пескопроявлением — 0,45 мм, а для вязкой и высоковязкой пластовой жидкости — 0,55 мм.

Устройство работает следующим образом. Каждое эксцентричное кольцо прижимается к цилиндру. В местах контакта кольца с цилиндром зазор минимальный, а в противоположной стороне — он наибольший, размер которого регулируется величиной эксцентриситета. Между внутренней поверхностью цилиндра и кольцами образуется лабиринтная винтовая щель. Количество утечек в плунжер-

1 — корпус; 2 — радиальные отверстия; 3 — нагнетательные каналы; 4 — нагнетательный клапан; 5 — направляющая; 6 — посадочное седло; 7 — клапан; 8 — упор; 9 — эксцентричные кольца для уплотнения; 10, 12 — шпоночные соединения; 11 — центрирующее кольцо

Рисунок 1. Укороченный плунжер штангового насоса в разрезе

Рисунок 2. Схема расположения уплотнительных колец плунжера

ной паре уменьшается. Когда плунжер движется вверх, давление жидкости внутри труб через радиальные отверстия действует на уплотнительные кольца, тем самым дополнительно прижимая их к цилиндру. А при движении вниз радиальное давление на уплотнительные кольца снижается и увеличивается зазор между уплотнительными кольцами и поверхностью цилиндра, где происходит промывка.

Для обоснования применения предлагаемой конструкции плунжера необходимо определить утечки в плунжерной паре в процессе работы насоса.

При малых скоростях движения плунжера рассмотрим ламинарный режим при движении несжимаемой вязкой жидкости. В уравнении гидродинамики [6] для объема жидкости необходимо выделить элемент, у которого стороны $\delta_x, \delta_y, \delta_z$. Тогда уравнение равновесия всех сил (давление, касательные напряжения, гравитационные, центробежные и др.), приложенных к элементу жидкости, с учетом неразрывности потока будет иметь вид

$$j_x - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\mu}{\rho} \left(\frac{\partial^2 v_x}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v_x}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v_x}{\partial z^2} \right) = \frac{\partial v_x}{\partial t}; \quad (1)$$

$$j_y - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} + \frac{\mu}{\rho} \left(\frac{\partial^2 v_y}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v_y}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v_y}{\partial z^2} \right) = \frac{\partial v_y}{\partial t}; \quad (2)$$

$$j_z - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} + \frac{\mu}{\rho} \left(\frac{\partial^2 v_z}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v_z}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v_z}{\partial z^2} \right) = \frac{\partial v_z}{\partial t}; \quad (3)$$

$$\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} + \frac{\partial v_z}{\partial z} = 0; \quad (4)$$

$$\mu = F(\rho, p, \chi), \quad (5)$$

где j_x, j_y, j_z — ускорения массовых сил; v_x, v_y, v_z — скорости в направлениях x, y, z ;

ρ — плотность, кг/м³;

μ — динамическая вязкость, Па·с;

p — давление, Па;

χ — температура жидкости, °С.

При одномерном течении в зазоре δ представим следующее:

$$\frac{\partial p}{\partial y} = \frac{\partial p}{\partial z} = 0; \quad v_y = v_z = 0;$$

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{p_1 - p_2}{l}. \quad (6)$$

Уравнения (1) — (5) необходимо преобразовать без учета массовых сил:

$$\frac{d^2 v_x}{dy^2} = \frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx} = \frac{1}{\mu} \frac{\Delta p}{l}. \quad (7)$$

Интегрируя уравнение (7) для следующих граничных условий $y = \delta/2, v_x = 0$; $y = -\delta/2, v_x = v_0$, получаем выражение для определения скорости в зазоре:

$$v_x = \frac{1}{2\mu} \frac{\Delta p}{l} \left[\left(\frac{\delta}{2} \right)^2 - y^2 \right] \pm \frac{v_0 \left(\frac{\delta}{2} - y \right)}{\delta}. \quad (8)$$

Объем утечек в плунжерной паре составит

$$Q = \frac{\pi d^2 \Delta p}{48l \mu} \delta^3 \pm \frac{n \pi^2 d^2 \delta}{240}, \quad (9)$$

где d — внутренний диаметр цилиндра, м; l — длина эксцентричных колец для уплотнения, м; δ — размер зазора между кольцами и цилиндром, м; Δp — разность давлений между входом и выходом насоса, Па; n — число двойных ходов точки подвеса штанг, 1/мин.

По полученным зависимостям для различных параметров эксплуатации скважин получены номограммы для выбора необходимых размеров элементов плунжера и цилиндра насосов [7].

Как известно, длина плунжера влияет на величину трения в плунжерной паре штангового насоса и, следовательно, на максимальную нагрузку в верхней части штанговой колонны.

Предлагаемый укороченный плунжер (длина уменьшения составляет в 2,4–2,9 раза в зависимости от величины динамического уровня в скважине) снижает силу трения в зазоре плунжерной пары. В 2018 г. на месторождениях НГДУ «Туймазанефть» ООО «Башнефть-Добыча» испытаниям подвергались два разнотипных и разноразмерных насоса с укороченным плунжером при различных скважинных условиях эксплуатации (таблица 1).

В результате применения насосов с укороченными плунжерами (причем предыдущие режимы работы скважин не изменялись) достигнуты хорошие результаты по уменьшению нагрузки в ТПШ и повышению коэффициента подачи насоса (таблица 1), долговечности элементов плунжерных пар штанговых насосов. После обследования плунжеров

Таблица 1. Показатели работы скважин с установкой новых плунжеров

Параметры скважины	скв. № 856	скв. № 1743
Глубина скважины, м	1150	1168
Марка насоса	НСН32	НСВ38
Динамический уровень в скважине, м	485	526
Плотность пластовой жидкости, кг/м ³	915	932
Длина хода полированного штока, м	2,58	2,87
Число двойных ходов ТПШ, мин ⁻¹	3,91	3,75
Вязкость жидкости, м/с ²	$1,96 \cdot 10^{-6}$	$2,01 \cdot 10^{-6}$
Среднестатистическое значение коэффициента подачи насоса (предыдущее значение)	0,738 (0,726)	0,712 (0,702)
Максимальная нагрузка в ТПШ по результатам обработки динамограмм (предыдущее значение), кН	36,58 (36,61)	53,92 (54,21)
Максимальная нагрузка в ТПШ по результатам обработки динамограмм (предыдущее значение), кН	36,58 (36,61)	53,92 (36,61)

выявлен незначительный износ эксцентричных колец для центрирования плунжера. С целью дальнейшего применения укороченных плунжеров необходима только замена всех колец. Отпадает необходимость в дорогостоящем ремонте плунжеров. Кроме того, полностью отсутствовали заклинивания плунжера в цилиндре.

Повысить надежность подземного оборудования установки скважинного штангового насоса позволит применение новой конструкции песочного фильтра, принцип действия которого основан на использовании центробежной силы движущейся пластовой жидкости [8]. В состав конструкции фильтра (рисунок 3) входят четыре входные трубы, позво-

ляющие создавать закручивающийся жидкостной поток, как в гидроциклоне. Пластовая жидкость с механическими примесями поступает под давлением из затрубного пространства в фильтр. Жидкость через входные трубы входит в зазор между трубой с радиальными каналами 4 и центральной осью 6. Здесь жидкость закручивается и поднимается вверх. Далее, ударяясь о стенки трубы с радиальными каналами, с учетом сил трения и гравитации примеси проходят процесс фильтрации через каналы 7, которые выполнены в шахматном порядке. Диаметры фильтрационных отверстий соответствуют размерам примесей. Отфильтрованные частицы накапливаются в полости для сбора песка 2.

1 — корпус; 2 — полость для сбора песка; 3 — переводник; 4 — труба с радиальными каналами; 5 — входные трубы; 6 — центральная ось; 7 — радиальные каналы; 8 — труба

Рисунок 3. Укороченная конструкция разработанного фильтра

Чтобы определить тонкость очистки пластовой жидкости от механических частиц, следует считать, что скорость движения жидкости равна скорости движения частиц. Для этого воспользуемся универсальным выражением по аналогии к нашему случаю для функции тока [6]. В результате преобразований полученных выражений для скоростей потока жидкости в фильтре [6] получаем выражение для определения диаметра осаждаемых частиц:

$$d_{\text{ч}} = \frac{60}{\pi n} \sqrt{\frac{3\mu V_r}{\left(\frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ч}}} - 1\right)r}}, \quad (10)$$

где μ — динамическая вязкость пластовой жидкости, Па·с; V_r — радиальная скорость движения жидкости, м/с:

$$V_r = \frac{4Q_0}{\pi(d_1^2 - d_2^2)}, \quad (11)$$

Q_0 — расход жидкости через фильтр, м³/с; d_1 , d_2 — диаметры соответственно стержня и внутренней поверхности перфорированной трубы, м; n — частота вращения жидкости в кольцевом зазоре, мин⁻¹; $\rho_{\text{ж}}$, $\rho_{\text{ч}}$ — плотности жидкости и частиц, кг/м³; r — средний радиус кольцевого зазора, м.

Для разработки конкретного фильтра (определение конструктивных размеров) с

учетом скважинных условий разрабатываются номограммы с учетом всех технических и технологических условий.

Песочные фильтры были установлены в 2018 г. на скв. №№ 1246, 1356, 1623 НГДУ «Краснохолмскнефть» ООО «Башнефть-Добыча». До спуска фильтра в скважины были отобраны пробы, в которых установлено наличие в продукции механических примесей. Концентрация взвешенных частиц превышала норму в несколько десятков раз, которая может привести к преждевременному отказу насоса. Кроме того, между фильтром и хвостовиком располагались шламоуловители для повышения эффективности (на рисунке не показаны).

По результатам отбора проб проанализирована работа песочного фильтра. На рисунках 4 и 5 представлены зависимости как по воде, так и по нефти концентрации взвешенных частиц. Из рисунка 4 видно, что после установки фильтров произошло резкое снижение концентрации взвешенных частиц (КВЧ) в воде. Аналогично и на рисунке 5 КВЧ в нефти тоже понизилась.

Рисунок 4. Изменение КВЧ по воде по месяцам

Вследствие фильтрации пластовой жидкости не наблюдались факты заклинивания плунжера и засорения клапанов. Следовательно, увеличивался межремонтный период [9-11]. Из анализа рисунка 5 видно, что КВЧ во всех скважинах в воде и нефти растет в среднем после 8–9 мес. Этому способствует появление более крупных фракций, не про-

ходящих через радиальные каналы трубы 4. Данный фильтр позволяет пропускать пластовую жидкость даже когда будут заполнены полость для сбора песка и пространство между корпусом фильтра и трубой с радиальными каналами. Наличие последнего также не сказывается на производительности штангового насоса.

Рисунок 5. Изменение КВЧ по нефти по месяцам

Выводы

Применение в скважинах насосов с укороченными плунжерами подтверждает теоретические предположения о высокой эффективности разработанной конструкции. Но их самое главное достоинство заключается в отсутствии заклинивания плунжера в цилиндре.

Главное достоинство разработанного песочного фильтра перед другими конструкциями — это способность пропуска пластовой

жидкости даже когда будут заполнены полость для сбора песка и пространство между корпусом фильтра и трубой с радиальными каналами. Наличие последнего также не сказывается на производительности штангового насоса.

Применение новых разработок в совокупности позволяет повысить эффективность применения штангового насоса в осложненных условиях эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хабибуллин М.Я. Систематизированный подход к методам закачки воды в нагнетательные скважины // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 3. С. 80-86. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-80-86.
2. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Selection of Optimal Design of a Universal Device for Nonstationary Pulse Pumping of Liquid in a Reservoir Pressure Maintenance System // Chemical and Petroleum Engineering. 2018. Vol. 54. No. 3-4. P. 225-232. DOI: 10.1007/s10556-018-0467-2.
3. Смольников С.В., Топольников А.С., Уразаков К.Р., Бахтизин Р.Н. Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей. Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2010. 41 с.
4. Захаров Б.С. Поршневые и плунжерные насосы для добычи нефти: (сб. ст. и патентов). М.: ВНИИОЭНГ, 2006. 275 с.
5. Ишмурзин А.А., Ишмурзина Н.М., Мустафин В.Ю. Математическая модель скважинного штангового насоса с отсекающим клапаном в верхней части цилиндра // Нефтепромысловое дело. 2019. № 3. С. 40-44. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-3-40-44.
6. Корн Г.А., Корн Т.М. Справочник по математике для научных работников и инженеров. М.: Наука, 1974. 832 с.
7. Уразаков К.Р., Латыпов Б.М., Ишмухаметов Б.Х. Экспериментальные исследования влияния конфигурации регулярного микрорельефа поверхности плунжера

на подачу штангового насоса // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2018. № 3. С. 23–25.

8. Нургалиев Р.З., Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р., Губайдуллин А.Г. Исследование характеристики каркасно-проволочного фильтра численным гидродинамическим моделированием // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 113–115. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-113-115.

9. Хабибуллин М.Я. Исследование процессов, происходящих в колонне труб при устьевой импульсной закачке жидкости в скважину // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 6. С. 34–39. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-34-39.

10. Коннов Ю.Д., Сидоркин Д.И., Хабибуллин М.Я. Механизация технологического процесса спуско-подъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2018. № 2. С. 15–24. DOI: 10.5510/OGP20180200346.

11. Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р., Нургалиев Р.З. Эксплуатация насосных скважин, осложненных механическими примесями. Уфа: УГНТУ, 2016. 94 с.

REFERENCES

1. Khabibullin M.Ya. Sistematizirovannyi podkhod k metodam zakachki vody v nagnetatel'nye skvazhiny [Systematization of Methods of Water Injection in Wells]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2019, Vol. 17, No. 3, pp. 80–86. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-80-86 [in Russian].

2. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. *Selection of Optimal Design of a Universal Device for Nonstationary Pulse Pumping of Liquid in a Reservoir Pressure Maintenance System. Chemical and Petroleum Engineering*, 2018, Vol. 54, No. 3–4, pp. 225–232. DOI: 10.1007/s10556-018-0467-2.

3. Smol'nikov S.V., Topol'nikov A.S., Urazakov K.R., Bakhtizin R.N. *Metody zashchity nasosnogo oborudovaniya dlya dobychi nefti ot mekhanicheskikh primesei* [Methods of Protection of Pumping Equipment for Oil Production from Mechanical Impurities]. Ufa, Izdatel'stvo «Neftegazovoe delo» Publ., 2010. 41 p. [in Russian].

4. Zakharov B.S. *Porshnevye i plunzhernye nasosy dlya dobychi nefti: (sb. st. i patentov)* [Piston and Plunger Pumps for Oil: (Collection of Articles and Patents)]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2006. 275 p. [in Russian].

5. Ishmurzin A.A., Ishmurzina N.M., Mustafin V.Yu. *Matematicheskaya model' skvazhinnogo shtangovogo nasosa s otsekayushchim klapanom v verkhnei chasti tsilindra* [Mathematical Model of a Down-Hole Sucker-Rod Pump with a Cut-Off Valve at the Top of the Cylinder]. *Neftepromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 2019, No. 3, pp. 40–44. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-3-40-44 [in Russian].

6. Korn G.A., Korn T.M. *Spravochnik po matematike dlya nauchnykh rabotnikov i inzhenerov* [Handbook of Mathematics for Scientists and Engineers]. Moscow, Nauka Publ., 1974. 832 p. [in Russian].

7. Urazakov K.R., Latypov B.M., Ishmukhamev B.Kh. *Eksperimental'nye issledovaniya vliyaniya konfiguratsii regul'yarnogo mikrorel'efa poverkhnosti plunzhera na podachu shtangovogo nasosa* [Study of the

Influence of from of Regular Microrelief of the Plunger on the Output Flow of Sucker Rod Pump]. *Khimicheskoe i neftegazovoe mashinostroyeniye — Chemical and Petroleum Engineering*, 2018, No. 3, pp. 23–25. [in Russian].

8. Nurgaliev R.Z., Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Gubaidullin A.G. *Issledovanie kharakteristiki karkasno-provolochnogo fil'tra chislennym gidrodinamicheskim modelirovaniem* [Investigation of a Wireframe-Wire Filter Characteristics by Numerical Hydrodynamic Modeling]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2017, No. 10, pp. 113–115. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-113-115 [in Russian].

9. Khabibullin M.Ya. *Issledovanie protsessov, proiskhodyashchikh v kolonne trub pri ust'evoi impul'snoi zakachke zhidkosti v skvazhinu* [Research of Processes in a Pipe String at a Wellhead Pulse Injection of Liquid to a Well]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2018, Vol. 16, No. 6, pp. 34–39. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-34-39 [in Russian].

10. Konnov Yu.D., Sidorkin D.I., Khabibullin M.Ya. *Mekhanizatsiya tekhnologicheskogo protsessa spuskopod"emnykh operatsii pri tekushchem i kapital'nom remonte skvazhin* [Mechanization of Technological Process of Round-Trip Operations in Well Servicing and Workover]. *Nauchnye trudy NIPi Neftegaz GNKAR — SOCAR Proceedings*, 2018, No. 2, pp. 15–24. DOI: 10.5510/OGP20180200346 [in Russian].

11. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Nurgaliev R.Z. *Ekspluatatsiya nasosnykh skvazhin, oslozhnennykh mekhanicheskimi primesyami* [Operation of Pump Wells Complicated by Mechanical Impurities]. Ufa, UGNTU Publ., 2016. 94 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Уразаков Камил Рахматуллович, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Kamil R. Urazakov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Oil and Gas Fields Machinery and Equipment Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: UrazakK@mail.ru

Хабибуллин Марат Яхиевич, канд. техн. наук, доцент кафедры «Нефтепромысловые машины и оборудование», УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

Marat Ya. Khabibullin, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Field Machines and Equipment Department, Branch, USPTU, Oktyabrsky, Russian Federation

e-mail: m-hab@mail.ru

Нургалиев Роберт Загитович, канд. техн. наук, и. о. ректора Альметьевского государственного нефтяного института, г. Альметьевск, Российская Федерация

Robert Z. Nurgaliev, Candidate of Engineering Sciences, acting Rector of Almet'yevsk State Oil Institute, Almet'yevsk, Russian Federation

e-mail: nurgalievrz@agni-rt.ru