

УДК 621.67

## ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМЫ СТАБИЛИЗАЦИИ ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАННОЙ УСТАНОВКОЙ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Тотанов Александр Сергеевич<sup>1</sup>,  
063samng@gmail.com

Молчанова Вероника Александровна<sup>1</sup>,  
mba\_2019@mail.ru

Уразаков Камил Рахматуллович<sup>1</sup>,  
urazakk@mail.ru

<sup>1</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
Россия, 450038, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

**Актуальность** исследования связана с широким применением установок электроцентробежных насосов при добыче мало-вязких нефтей и водогазонефтяных эмульсий на данном этапе развития механизированной добычи. Однако текущие условия добычи, связанные с изменяющимися параметрами пласта, выдвигают на передний план ряд технических задач, требующих решения. В качестве одной из таких задач следует выделить явление, при котором происходит снижение динамического уровня скважины вследствие изменения параметров пласта (пластовое давление, коэффициент продуктивности и т. д.). Снижение динамического уровня жидкости в скважине приводит к осложнениям при работе установок электроцентробежных насосов. Как следствие, возможно проявление повышенной кавитации в рабочих колесах ввиду снижения давления на приеме насоса, а также не исключен полный срыв подачи насоса при значительном снижении динамического уровня скважинной жидкости. В связи с этим предложено техническое решение, заключающееся в установке перепускного устройства (клапана с электроприводом) выше места подвески установки электроцентробежного насоса для поддержания стабильного динамического уровня жидкости в скважине и исключения осложнений при работе насоса. Для подтверждения целесообразности применения системы стабилизации динамического уровня разработана математическая модель, позволяющая оценить эффективность предупреждения осложнений с помощью предложенного технического решения при работе установки электроцентробежного насоса.

**Цель:** разработать методику расчета для исследования динамики работы системы стабилизации динамического уровня.

**Объекты:** установка электроцентробежного насоса в совокупности с системой стабилизации динамического уровня скважины. Изучено влияние диаметра и длины клапана с электроприводом на эффективность восстановления динамического уровня с учетом гидравлических потерь в процессе работы системы.

**Методы.** Метод исследования сводится к численному решению дифференциальных, линейных и нелинейных уравнений, описывающих подачу и давление на выходе установки электроцентробежного насоса в установившемся режиме, истечение жидкости через клапан с электроприводом с учетом гидравлических сопротивлений, протекание гидродинамических процессов в затрубном пространстве при работе системы стабилизации, то есть изменение уровня жидкости над насосом в зависимости от скважинных условий и конструктивных параметров клапана с электроприводом.

**Результаты.** Исследовано влияние параметров клапана с электроприводом – диаметра проходного сечения и длины – на динамику изменения уровня жидкости над насосом, а также влияние свойств жидкости, а именно ее вязкости, на интенсивность восстановления уровня жидкости над насосом. Установлено, что при увеличении диаметра клапана с электроприводом наблюдается более интенсивное восстановление уровня жидкости над насосом в связи со снижением гидравлических сопротивлений в полости клапана. Аналогично установлено, что с увеличением длины клапана, а также при увеличении вязкости жидкости снижается коэффициент расхода и интенсивность восстановления уровня жидкости над насосом соответственно.

### Ключевые слова:

электроцентробежный насос, динамический уровень, перепускное устройство, затрубное пространство, клапан с электроприводом.

### Введение

Применение установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) является достаточно распространенным явлением на текущий момент при подъеме мало-вязких нефтей и водогазонефтяных эмульсий из добывающих скважин. Процесс добычи неразрывно связан с динамическими изменениями параметров технологического режима, а также параметров непосредственно самого пласта [1–7].

Известно явление, при котором наблюдается снижение динамического уровня вследствие изменения параметров пласта при добыче нефти. Снижение динамического уровня приводит к осложнениям при ра-

боте УЭЦН, в частности, к возможному появлению кавитационного процесса в рабочих колесах насоса вследствие снижения давления на приеме насоса ниже давления насыщения. Более того, при значительном снижении динамического уровня возможен полный срыв подачи насоса, перегрев погружного электродвигателя (ПЭД) [8–12].

В связи с этим возникает актуальная задача для устранения указанного недостатка. Одно из перспективных направлений для решения подобного рода задач, связанных с различными параметрами затрубного пространства, предполагает наличие автоматической системы контроля (струйный насос, клапана с

электроприводом и др.) Разработка технических решений для автоматического контроля различных параметров в затрубном пространстве добывающих скважин является на сегодняшний день актуальной задачей, которой посвящены исследования ряда авторов [13–15].

В частности, в работах [16–18] представлены преимущества tandemной установки электроцентробежного насоса (ЭЦН, предназначен для откачки пластовой жидкости) и струйного насоса (предназначен для откачки газа из затрубного пространства), такие как простота конструкции и относительная дешевизна при эксплуатации, однако такие технические решения предполагают наличие некоторых сложностей с подбором основных эксплуатационных параметров электроцентробежного и струйного насосов. Более того, такое техническое решение конструктивно не позволяет поддерживать динамический уровень жидкости в скважине.

Учитывая вышеизложенные недостатки известных технических решений [17, 19–21], разработана система стабилизации динамического уровня. Система стабилизации динамического уровня жидкости в стволе скважины представляет собой станцию управления УЭЦН с блоком управления электроуправляемым клапаном, расположенную на поверхности, УЭЦН в комплектации с термоманометрической системой для фиксации параметров температуры и давления с целью обеспечения корректной работы клапана с электроприводом.

Принцип работы системы стабилизации динамического уровня заключается в следующем. При снижении динамического уровня ниже критического значения датчики давления фиксируют изменения давления в трех точках – на указанной глубине спуска насоса и клапана с электроприводом и на устье. После некоторого критического значения понизившегося динамического уровня клапан с электроприводом вступает в работу, постепенно открывая проходное сечение и перепуская часть потока из НКТ в затрубное пространство, тем самым повышая и стабилизируя динамический уровень жидкости.

Целью данного исследования является разработка математической модели, позволяющей описать работу системы стабилизации динамического уровня, и обоснование эффективности ее работы.

*Описание подачи и давления на выходе УЭЦН.* Подача УЭЦН при установившемся режиме откачки связана со скоростью потока в НКТ зависимостью (1) [16]:

$$Q_{уЭЦН} = \frac{\pi D_{НКТ}^2}{4} v_{уЭЦН}, \quad (1)$$

где  $D_{НКТ}$  – внутренний диаметр НКТ, м;  $v_{уЭЦН}$  – скорость на выходе УЭЦН, м/с.

Давление на выходе УЭЦН с учетом гидродинамических потерь описывается уравнением (2) [17]:

$$P_{вых.УЭЦН} = P_y + \rho_{ж} g H_{сп} + \lambda \frac{L_{сп}}{D_{НКТ}} \frac{v_{уЭЦН}^2}{2} \rho_{ж}, \quad (2)$$

где  $P_y$  – устьевое давление, Па;  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $L_{сп}$  – глубина спуска насоса по стволу, м;  $H_{сп}$  – глубина спуска насоса по вертикали, м;  $\lambda = \frac{64}{Re}$  –

коэффициент сопротивлений потока;  $Re = \frac{\rho_{ж} v_{уЭЦН} D_{НКТ}}{\mu}$  – число Рейнольдса;  $\mu$  – вязкость жидкости, Па·с;  $D_{НКТ}$  – внутренний диаметр НКТ, м.

Закон баланса расходов при совместной работе УЭЦН и клапана с электроприводом запишется в виде (3) [18]:

$$Q_{уЭЦН} - Q_{кл} = Q_{НКТ}, \quad (3)$$

где  $Q_{кл}$  – расход жидкости через клапан с электроприводом, м<sup>3</sup>/с;  $Q_{НКТ}$  – расход жидкости, поступившей в НКТ при работе клапана с электроприводом, м<sup>3</sup>/с.

*Описание работы клапана с электроприводом.* При работе клапана с электроприводом в системе стабилизации динамического уровня необходимо определить коэффициент степени открытия проходного сечения клапана  $\alpha_{кл}(dP_{кл})$  для отведения потока жидкости в затрубное пространство, который является функцией от времени и перепада давления и определяется следующим образом:

$$\alpha_{кл}(dP_{кл}) = \begin{cases} \alpha_{кл.0} + \frac{\alpha_{кл.п}}{t_{кл}} dt, & \text{при } dP_{кл} > 0 \\ \alpha_{кл.0} - \frac{\alpha_{кл.п}}{t_{кл}} dt, & \text{при } dP_{кл} \leq 0 \end{cases}, \quad (4)$$

где  $t_{кл}$  – время открытия (закрытия) клапана, с;  $\alpha_{кл.0}$  – начальная степень открытия (закрытия) проходного сечения клапана при  $t = 0$ ,  $\alpha_{кл.0} = 0$ ;  $\alpha_{кл.п}$  – полная степень открытия (закрытия) проходного сечения клапана при  $t = t_{кл}$ ,  $\alpha_{кл.п} = 1$ ;  $dt$  – шаг по времени, с;  $dP_{кл} = P_{вых.УЭЦН} - P_{затр}$  – перепад давления на клапане, Па;  $P_{затр}$  – давление в затрубном пространстве на глубине установки клапана с электроприводом, Па.

Потери расхода при прохождении жидкости клапана с электроприводом могут быть описаны зависимостью (при допущении наличия турбулентного потока в полости клапана с электроприводом):

$$\lambda_{кл} = \frac{0,03}{\sqrt{1 + \frac{L_{кл} 0,316}{D_{кл} \sqrt{Re}}}}, \quad (5)$$

где  $L_{кл}$  – длина клапана с электроприводом, м;  $D_{кл}$  – внутренний диаметр клапана с электроприводом, м;  $Re$  – число Рейнольдса.

С учетом уравнений (4), (5) расход при работе клапана с электроприводом будет описываться следующим образом:

$$Q_{кл} = \lambda_{кл} \alpha_{кл}(dP_{кл}) S_{кл} \sqrt{\frac{2}{\rho_{ж}} (P_{вых.УЭЦН} - P_{затр})} \times \text{sign}(P_{вых.УЭЦН} - P_{затр}), \quad (6)$$

где  $S_{кл}$  – площадь поперечного сечения клапана, м<sup>2</sup>.

*Описание гидродинамических процессов в затрубном пространстве при работе системы стабилизации динамического уровня.* После снижения динамического уровня на некоторую величину происходит изменение непосредственно самого уровня столба жидкости в затрубном пространстве, а также давления в затрубном пространстве на месте установки системы стабилизации [22]. В свою очередь изменение давления в затрубном пространстве (на глубине места

установки клапана с электроприводом) по времени зависит от соответствующих изменений давлений столба газа и динамического уровня жидкости:

$$\frac{dP_{затр}}{dt} = \frac{dP_d}{dt} + \frac{dP_r}{dt}, \quad (7)$$

где  $P_d$  – давление столба жидкости динамического уровня в затрубном пространстве на глубине установки системы стабилизации, Па;  $P_r$  – давление столба газа в затрубном пространстве на глубине установки системы стабилизации, Па.

Изменение давления динамического уровня столба жидкости определяется следующим образом:

$$\frac{dP_d}{dt} = \frac{dH_d}{dt} \rho_{ж} g, \quad (8)$$

где  $H_d$  – динамический уровень столба жидкости, м;  $\rho_{ж}$  – значение плотности жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

Аналогично необходимо описать изменение давления газа в затрубном пространстве, вызванное наличием расхода жидкости через клапан с электроприводом, а также с учетом сжимаемости газа (т. к. в процессе перепуска жидкости из полости НКТ в затрубное пространство происходит сжатие газа с последующим увеличением давления:

$$\frac{dP_r}{dt} = \frac{E_r}{V_r} Q_{кл}, \quad (9)$$

где  $E_r = \frac{P_{r,0} V_{r,0}}{V_r}$  – объемный коэффициент упругости газа, Па<sup>-1</sup>;  $P_{r,0}$  – начальное давление газа в затрубном пространстве, Па;  $V_r = V_{r,0} - S_{затр} dH_r$  – объем газа в

затрубном пространстве, м<sup>3</sup>;  $V_{r,0}$  – начальный объем газа в затрубном пространстве, м<sup>3</sup>.

Изменение высоты динамического уровня следует выразить из изменения объема жидкости в затрубном пространстве в единицу времени (что соответствует расходу через клапан с электроприводом):

$$\frac{dH_d}{dt} = \frac{Q_{кл}}{S_{затр}}, \quad (10)$$

где  $S_{затр}$  – площадь поперечного сечения затрубного пространства, м<sup>2</sup>.

При изменении высоты столба жидкости динамического уровня происходит и изменение высоты столба газа в затрубном пространстве, которое связано соотношением:

$$dH_r = -dH_d, \quad (11)$$

где  $H_{сп} = H_r + H_d$  – глубина спуска системы стабилизации, м.

С учетом уравнений (4)–(11) изменение давления в затрубном пространстве по времени в месте установки системы стабилизации окончательно имеет вид:

$$\frac{dP_{затр}}{dt} = \frac{dH_d}{dt} \rho_{ж} g + \frac{E_r}{V_r} \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{L_{кл} 0,316}{D_{кл}^4 Re}}} \alpha_{кл} (dP_{кл}) S_{кл} \sqrt{\left| \frac{2}{\rho_{ж}} dP_{кл} \right|} \times \text{sign}(dP_{кл}).$$

На рис. 1 проиллюстрирована схема устройства с указанием направлений потоков в НКТ, электроклапане и представлением основных параметров, входящих в математическую модель системы стабилизации динамического уровня.

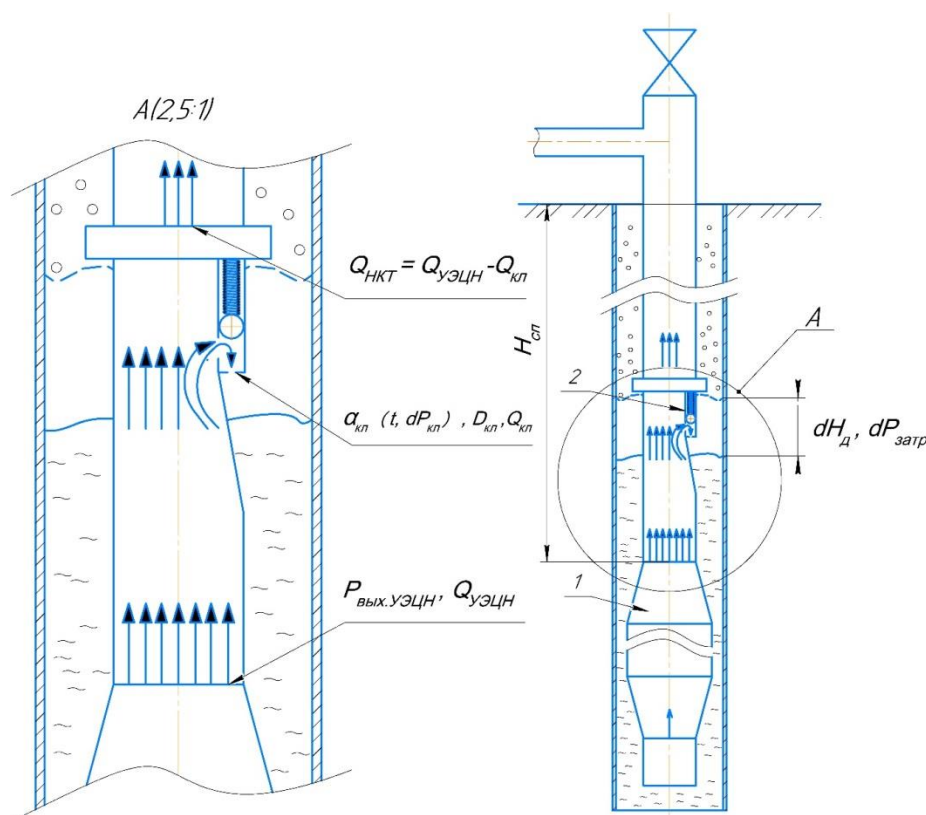


Рис. 1. Расчетная схема системы стабилизации динамического уровня: 1 – установка электроцентробежного насоса, 2 – клапан с электроприводом

Fig. 1. Calculation scheme of the dynamic level stabilization system: 1 – electrical submersible pump unit, 2 – electric valve

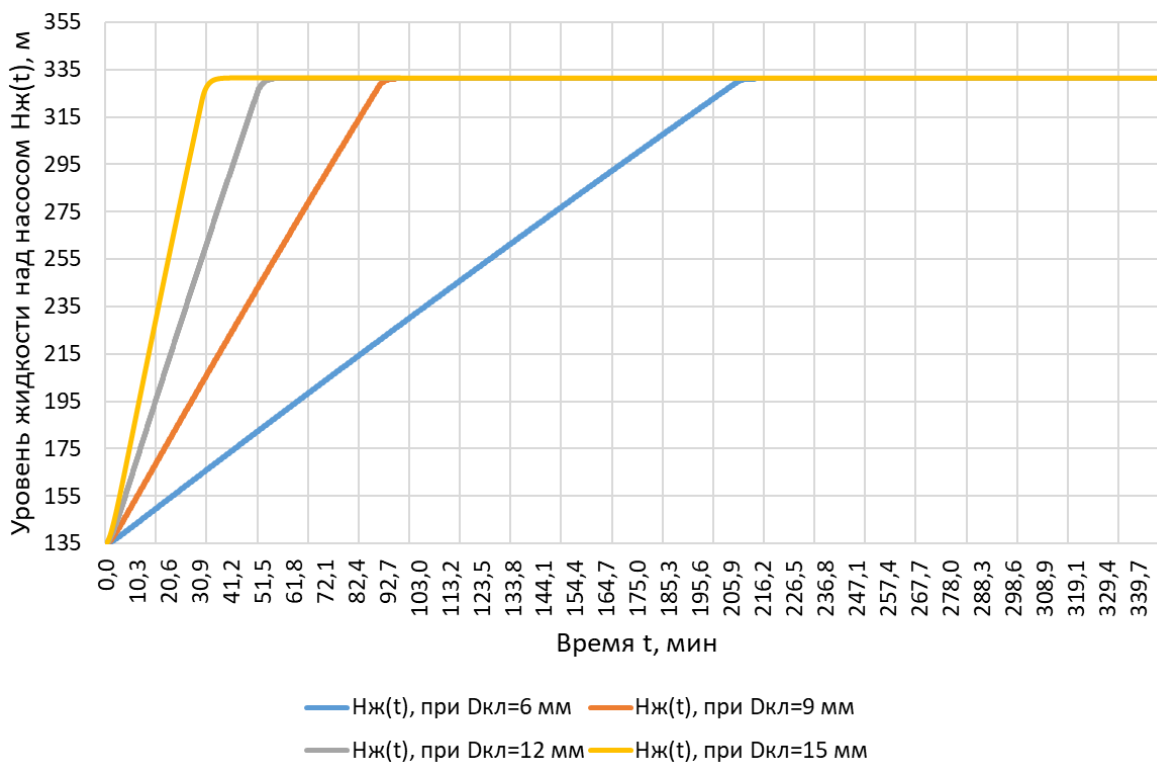
### Обсуждение результатов

Для проведения гидродинамического анализа системы стабилизации динамического уровня принимается гипотетическая скважина, в которой произошло снижение динамического уровня (вызванное изменением каких-либо параметров пласта) до определенной величины, после чего вступает в работу непосредственно указанная система. В качестве направления отсчета принимается уровень жидкости над насосом. При проведении гидродинамического анализа принимаются следующие параметры скважины, перекачиваемой жидкости, газа и насоса:

- начальное значение уровня жидкости над насосом (в момент пуска системы стабилизации),  $H_{д,0} = 135$  м;
- начальное значение высоты столба газа в затрубном пространстве  $H_{затр,0} = 1365$  м;
- глубина спуска насоса,  $H_{сп,0} = 1500$  м;
- начальная плотность жидкости,  $\rho_{ж} = 750$  кг/м<sup>3</sup>;

- устьевое давление,  $P_y = 0,4$  МПа;
- коэффициент объемной упругости газа,  $E_T = 1,6 \cdot 10^7$  Па<sup>-1</sup>;
- внутренний диаметр эксплуатационной колонны,  $D_3 = 0,115$  м;
- внутренний диаметр НКТ,  $D_{НКТ} = 0,06$  м;
- вязкости жидкости,  $\mu = 5 \cdot 10^{-3}$  Па·с;
- подача УЭЦН (до входа в клапан),  $Q_{УЭЦН} = 0,001157$  м<sup>3</sup>/с (100 м<sup>3</sup>/сут);
- время открытия клапана с электроприводом 10 с.

На рис. 2 представлен пример численного моделирования гипотетической скважины с начальным (сниженным) уровнем жидкости над УЭЦН (выше уровня установки клапана с электроприводом) с 155 до 50 м. Расчет произведен снизу вверх, то есть уровень жидкости увеличивается относительно уровня установки клапана с электроприводом, а газ, находящийся выше уровня жидкости, сжимается. Диаметр отверстия клапана с электроприводом варьировался от 6 до 15 мм, а его длина 50 мм.



**Рис. 2.** Зависимость уровня жидкости над насосом от времени при различных значениях диаметра проходного сечения клапана с электроприводом

**Fig. 2.** Time dependence of the liquid level above the pump at different values of the electrical valve passage diameter

Представленные графики свидетельствуют о восстановлении уровня жидкости над насосом с 135 до 330 м. Исходя из полученных результатов моделирования видно, что интенсивность восстановления уровня жидкости над насосом зависит от диаметра проходного сечения клапана с электроприводом. При значении диаметра 6 мм, время восстановления уровня жидкости составляет около 206 мин, или 3,5 ч, при диаметре 9 мм время стабилизации 100 мин, или 1,7 ч, при диаметре 12 мм время стабилизации 55 мин, или

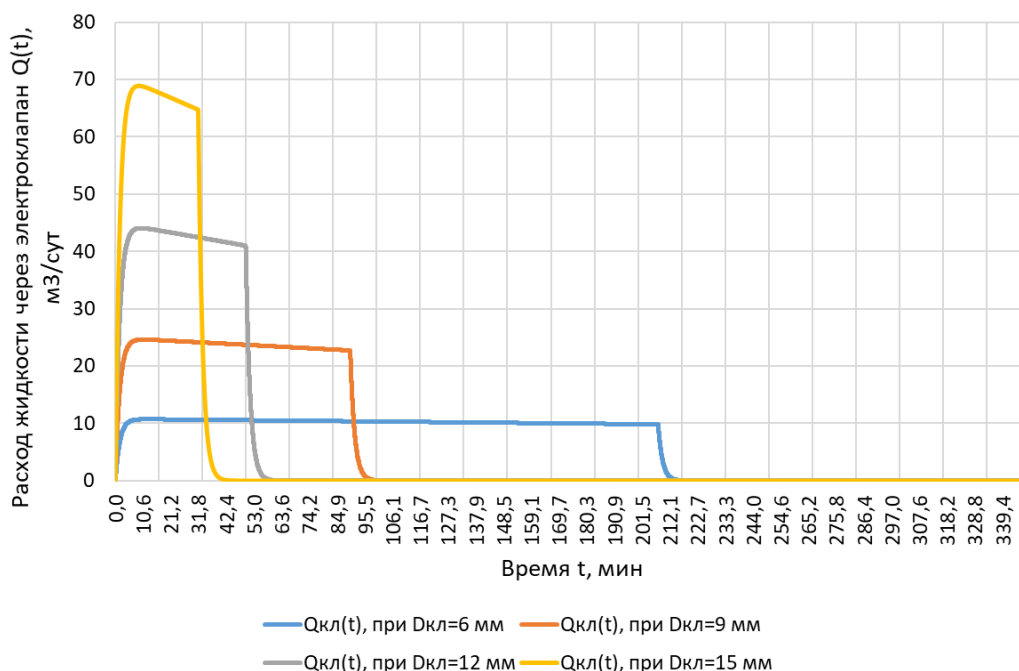
0,9 ч, а при диаметре 15 мм время стабилизации составляет около 40 мин, или 0,7 ч.

На рис. 3 аналогично представлено численное моделирование изменения расхода жидкости при ее прохождении через клапан с электроприводом.

Исходя из представленных зависимостей, полученных на рис. 3, видно, что максимальный расход жидкости при различных значениях диаметра проходного сечения клапана с электроприводом различается. При значении диаметра 6 мм максимальный расход жидко-

сти через клапан составляет около  $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ , при диаметре 9 мм расход  $23 \text{ м}^3/\text{сут}$ , при диаметре 12 мм –  $44 \text{ м}^3/\text{сут}$ , при диаметре 15 мм –  $67 \text{ м}^3/\text{сут}$ . При этом расход зависит от перепада на клапане, ввиду большего проходного сечения восстановление динамического

уровня происходит более интенсивно (максимальный расход жидкости более высокий и достигается быстрее ввиду наличия меньших потерь). Уменьшение проходного сечения подразумевает увеличение гидравлических потерь в полости клапана с электроприводом.

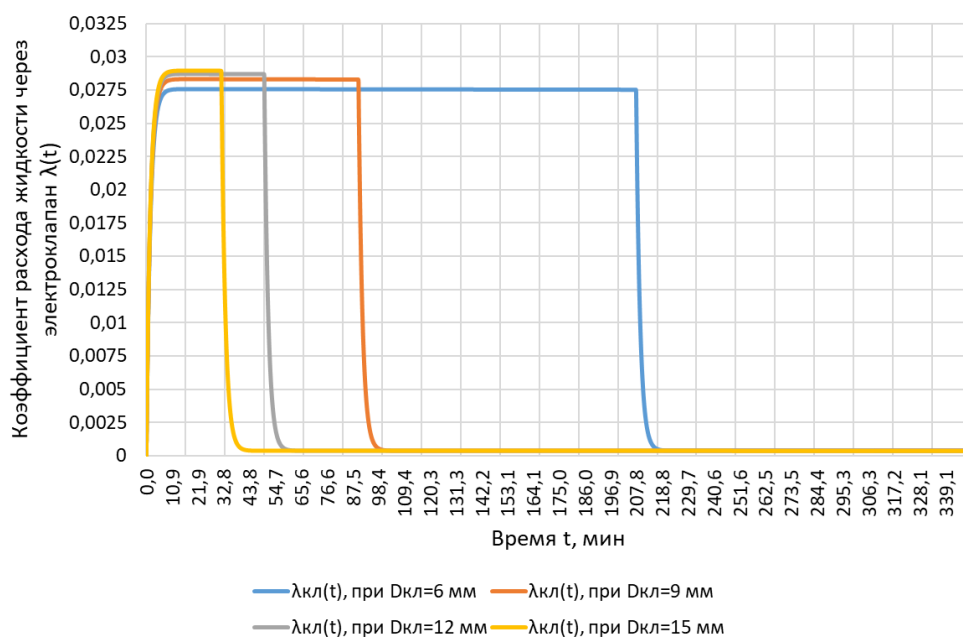


**Рис. 3.** Зависимость расхода жидкости через клапан с электроприводом по времени при различных значениях его диаметра проходного сечения

**Fig. 3.** Dependence of liquid flow rate through the electrical valve on time at different values of its diameter

Наблюдаемый эффект подтверждается при проведении анализа коэффициента расхода жидкости через клапан с электроприводом. На рис. 4 представлены

расчетные характеристики коэффициента расхода клапана с электроприводом.

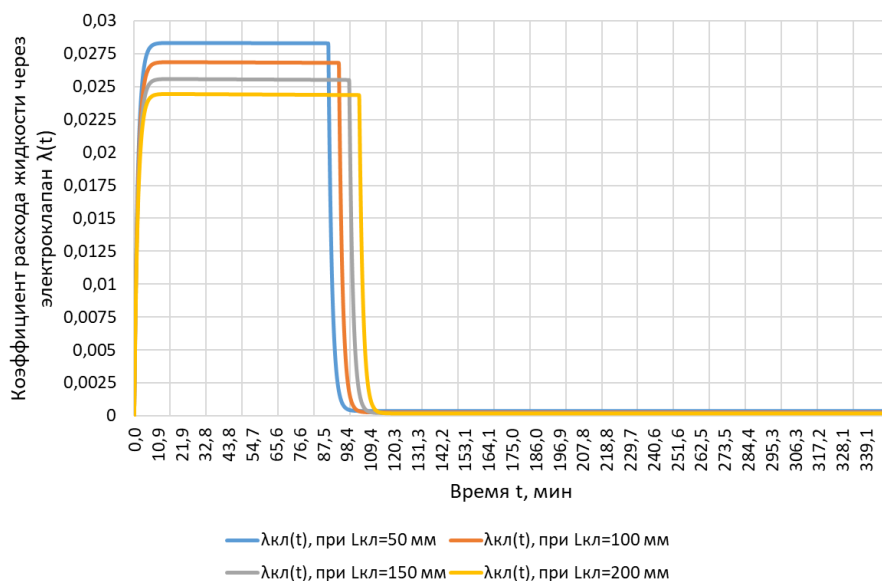


**Рис. 4.** Зависимость коэффициента расхода жидкости через клапан с электроприводом от времени при различных значениях диаметра его проходного сечения

**Fig. 4.** Dependence of liquid flow coefficient through the electric valve on time at different values of its passage section diameter

Максимальное значение коэффициента расхода в случае применения диаметра клапана 6 мм составляет 0,0273, при диаметре 9 мм коэффициент расхода 0,028, при диаметре 12 мм – 0,0283, а при диаметре 15 мм составляет около 0,0285.

Далее произведен анализ влияния длины клапана с электроприводом на его работу, в частности рассмотрено изменение коэффициента расхода по времени (рис. 5). Принимается диаметр клапана 9 мм, значения длин – 50, 100, 150, 200 мм.

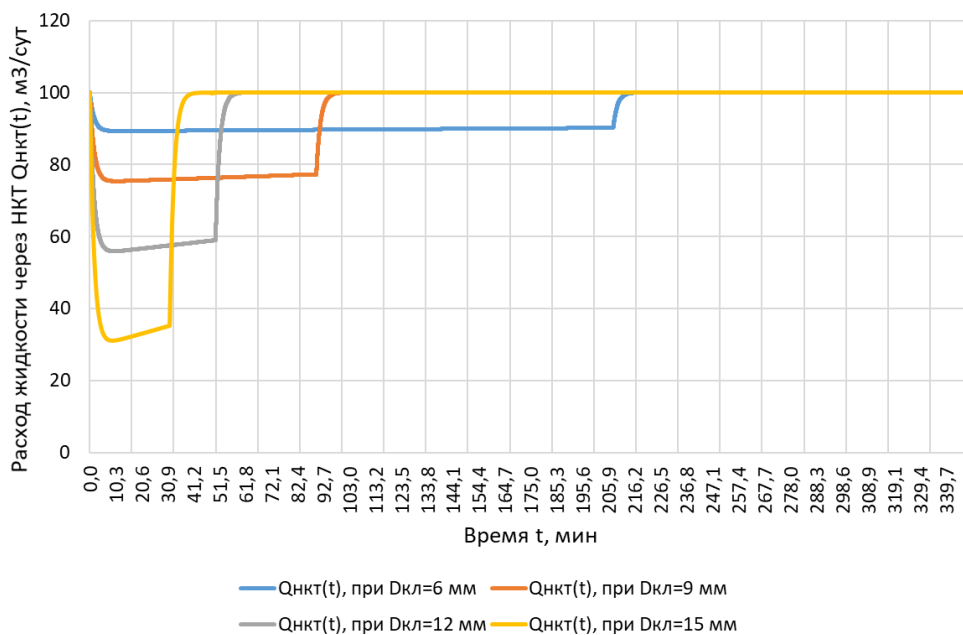


**Рис. 5.** Зависимость коэффициента расхода жидкости через клапан с электроприводом от времени при различных значениях его длины

**Fig. 5.** Dependence of liquid flow coefficient through the electric valve on time at different values of its length

Полученные графики свидетельствуют о снижении коэффициента расхода с увеличением длины клапана, что подразумевает повышение гидравлических сопротивлений, очевидно, в свою очередь это влияет на интенсивность восстановления динамического уровня, а именно на время стабилизации.

На рис. 6 представлена зависимость расхода жидкости в НКТ (при постоянной подаче установки электроцентробежного насоса) от времени при различных значениях диаметра проходного сечения клапана с электроприводом.



**Рис. 6.** Зависимость расхода жидкости в НКТ (при постоянной подаче установки электроцентробежного насоса) от времени при различных значениях диаметра проходного сечения клапана с электроприводом

**Fig. 6.** Dependence of tubing liquid flow rate (at constant electrical submersible pump unit flow rate) on time at different values of electric valve borehole diameter

Как видно из рис. 6, расход жидкости в НКТ в период работы клапана снижается на ту величину объема протекающей жидкости в единицу времени, которая поступает в полость клапана. Наиболее плавное восстановление расхода жидкости в НКТ наблюдается при применении клапана с электроприводом с диаметром 6 мм.

Далее произведен анализ влияния вязкости жидкости на работу клапана с электроприводом (рис. 7), при этом варьирование вязкости представлено следующими значениями: 5, 10, 15, 30 мПа·с. Принимается диаметр клапана с электроприводом 6 мм, его длина 200 мм.

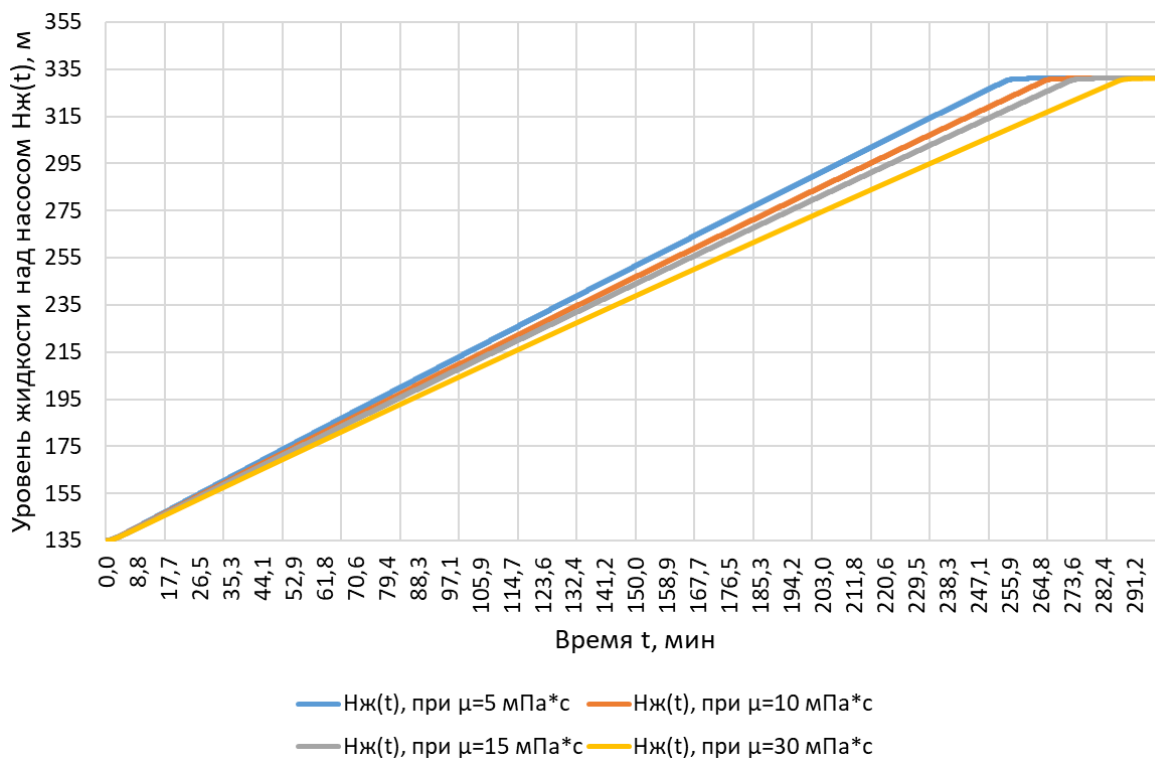


Рис. 7. Зависимость уровня жидкости над насосом по времени при различных значениях вязкости жидкости  
 Fig. 7. Time dependence of the liquid level above the pump at different values of the liquid viscosity

На основе представленных результатов видно, что увеличение вязкости приводит к повышению гидравлических потерь в полости клапана, о чем свидетельствует изменение интенсивности восстановления уровня жидкости над насосом, к примеру, при значении вязкости жидкости 5 мПа·с время восстановления составляет приблизительно 4,3 ч, а при значении вязкости около 30 мПа·с время восстановления увеличивается до 4,8 ч. То есть фактически время восстановления уровня жидкости над УЭЦН при указанных значениях вязкости повысилось на 25 мин.

#### Заключение

1. Разработана математическая модель системы стабилизации динамического уровня в стволе скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса, позволяющая учесть особенности динамики работы системы (открытие и закрытие клапана с электроприводом, диаметр и его длину), принимая во внимание протекание гидродинамических процессов (описывающих восстановление до исходного значения уровня жидкости над насосом).
2. Определены основные параметры, позволяющие регулировать динамику работы клапана с электроприводом, – диаметр проходного отверстия, длина. Исследовано влияние диаметра проходного

- отверстия клапана с электроприводом на динамику изменения уровня жидкости над насосом. На основе частного моделирования (при значениях диаметра клапана 6, 9, 12, 15 мм) установлено, что с увеличением диаметра наблюдается более интенсивное восстановление уровня жидкости над насосом в связи со снижением гидравлических потерь в полости клапана, при значении диаметра 6 мм, время восстановления уровня жидкости составляет около 206 мин, или 3,5 ч, при диаметре 9 мм время стабилизации 100 мин, или 1,7 ч, при диаметре 12 мм время стабилизации 55 мин, или 0,9 ч, а при диаметре 15 мм время стабилизации составляет около 40 мин, или 0,7 ч, что необходимо учитывать при проектировании системы стабилизации динамического уровня для исключения срыва подачи насоса.
3. Изучено влияния длины проходного отверстия клапана с электроприводом на динамику изменения уровня жидкости над насосом. Показано (при значениях длин клапана 50, 100, 150, 200 мм), что с увеличением длины происходит возрастание гидравлических потерь, что в свою очередь приводит к снижению коэффициента расхода клапана.
  4. Проанализировано влияние вязкости жидкости на работу клапана с электроприводом. На основе

частного решения представленной математической модели получено, что с увеличением вязкости жидкости интенсивность восстановления уровня жидкости над насосом также изменяется и характеризуется более продолжительным процессом – при значении вязкости жидкости 5 мПа·с

время восстановления составляет приблизительно 4,3 ч, а при значении вязкости около 30 мПа·с время восстановления увеличивается до 4,8 ч, то есть время восстановления динамического уровня при указанных значениях вязкости повысилось на 25 мин.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Joon-Ho C. A study on the operation status monitoring, diagnosis and failure prediction algorithm of smart ESP // The Journal of Next-generation Convergence Technology Association. – 2022. – V. 6. – P. 775–780.
2. Fault diagnosis of electric submersible pump tubing string leakage / J. Yang, W. Li, J. Chen, L. Sheng // International Conference on Advances in Energy, Environment and Chemical Science. – 2021. – V. 245. – P. 1–6.
3. Study of the bubble motion in a centrifugal rotor based on visualization in a rotating frame of reference / E.M. Ofuchia, H.L.V. Silvaa, D. Bertoldia, E. Mancillaab, H. Stela, R.E.M. Moralesa // Chemical Engineering Science. – 2022. – V. 259. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ces.2022.117829>.
4. Palgrave R. Troubleshooting centrifugal pumps and their systems. – Oxford: Butterworth-Heinemann, 2019. – 688 p.
5. Kaesti E.Y., Helmy M.F., Yusrizal M.Z. Production optimization with ESP methods on high GOR wells // AIP Conference Proceedings. – 2020. – V. 2245. – P. 030006.
6. Гафурова Н.Н. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений // Шаг в будущее: теоретические и прикладные исследования современной науки: Материалы XIX молодёжной международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных. – СПб, 2020. – С. 32–35.
7. Лукашов Г.Ю., Царьков И.В. Осложнения, возникающие при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН на Даниловском нефтегазоконденсатном месторождении // Ашировские чтения. – 2020. – Т. 1. – № 1 (12). – С. 98–100.
8. Stewart M. Centrifugal pumps. – Amsterdam: Gulf Professional Publ., 2019. – 309 p. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-09895-0.00003-X>
9. On the performance of a centrifugal pump under bubble inflow: Effect of gas-liquid distribution in the impeller / D. He, L. Zhao, Z. Chang, Z. Zhang, P. Guo, B. Bai // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 203. – P. 1–11. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108587>
10. Surfactant effect on air/water flow in a multistage electrical submersible pump (ESP) / J. Zhu, H. Zhu, Z. Wang, J. Zhang, R.C. Melendez, J.A.M. Farfan, H.Q. Zhang // Experimental Thermal and Fluid Science. – 2018. – V. 98. – P. 95–111. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.exthermflusci.2018.05.013>
11. Сухоруков М.П., Торгаева Д.С., Мамлина В.В. Сравнительный анализ методов определения динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтяной скважины // Электронные средства и системы управления: Материалы XIII Международной научно-практической конференции. – Томск: В-Спектр, 2017. – С. 178–181.
12. Wei J., Wei Z., Tai-fu L. A review of dynamic fluid level detection for oil well // Mechanics and Materials. – 2014. – V. 456. – P. 582–586.
13. Fully automated fluid level measurement tool / G. Sam, C. Burgstaller, M. Kaestenbauer, E. Chevelcha // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – Jakarta: SPE, 2011. – P. 20–22.
14. Song C., Guan X. The monitoring system design of oil well dynamic fluid level // Journal of Physics: 4th International Conference on Intelligent Computing and Signal Processing. – Xi'an, China, 2019. – P. 29–31.
15. Fangtian L. Research and application of auxiliary methods for dynamic liquid level admission // Science and technology & enterprise. – 2012. – V. 1237 – P. 95–110.
16. Исследование характеристик струйного насоса численным моделированием / К.Р. Уразаков, И.А. Мухин, Р.И. Вахитова, Д.А. Сарычева, И.В. Волков // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 14. – С. 149–154.
17. Струйный аппарат для перепуска затрубного газа: пат. Рос. Федерация, № 2517287, заявл.19.11.2012, опубл. 27.05.2014. Бюл. № 15.
18. Shrouded Y-tool application for optimum ESP system run life / A. Al Rashidi, A. Al Ansari, A. Radcliffe, K.O. Company, A.P. Company // International Petroleum Technology Conference. – 2020. – P. 1–9. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-20137-Abstract>
19. Gabor T. Three inventions shaping the future of ESP technology // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 182. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol>
20. Simulation of a well with ESP on tubing and natural flow on annulus for energy saving of well alike / H.K. Oetomo, M.T. Fathaddin, C. Sebastian, D.Y. Ananda // AIP Conference Proceedings 2363, 020009. – 2021. DOI: 10.1063/5.0061423/
21. Joseph A.A., Adeoti A.O. Impact of fluid properties on Electric Submersible Pumps (ESP) performance and run life in a well // Journal of Applied Sciences and Environmental Management. – 2021. – V. 25. – № 2. – P. 140–143. DOI: 10.4314/jasem.v25i2.
22. Flow visualization in centrifugal pumps: a review of methods and experimental studies / R.M. Perissinotto, W.M. Verde, J.L. Biazussi, N.A.V. Bulgarelli, W.D.P. Fonseca, M.S. de Castro, E. de Franklin, A.C. Bannwart // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 203. – P. 1–28. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108582>.

Поступила: 05.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 02.03.2023 г.

#### Информация об авторах

**Тотанов А.С.**, аспирант кафедры технологических машин и оборудования, Институт нефтегазового инжиниринга и цифровых технологий, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

**Молчанова В.А.**, кандидат технических наук, доцент кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов, горно-нефтяной факультет, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

**Уразаков К.Р.**, доктор технических наук, профессор кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов, горно-нефтяной факультет, Уфимский государственный нефтяной технический университет.



UDC 621.67

## STUDY OF THE PERFORMANCE OF THE DYNAMIC LEVEL STABILIZATION SYSTEM OPERATION IN THE WELLBORE EQUIPPED WITH AN ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP UNIT

Alexander S. Totanov<sup>1</sup>,  
063samng@gmail.com

Veronika A. Molchanova<sup>1</sup>,  
mba\_2019@mail.ru

Kamil R. Urazakov<sup>1</sup>,  
urazakk@mail.ru

<sup>1</sup> Ufa State Petroleum Technological University,  
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450038, Russia.

**The relevance** of the study is related to the widespread use of electrical submersible pump units in the production of low-viscosity oils and water-gas-oil emulsions at this stage of development of mechanized production. However, the current production conditions associated with changing reservoir parameters bring to the fore a number of technical problems that need to be solved. One of these challenges is the phenomenon in which the dynamic level of the well decreases due to changes in reservoir parameters (reservoir pressure, productivity factor, etc.). Decrease of dynamic liquid level in the well leads to complications during operation of electrical submersible pump units. As a consequence, the increased cavitation in impellers is possible due to pressure reduction on the pump intake, and also full pump supply failure is not excluded at significant reduction of the dynamic level of the borehole fluid. In this relation, a technical solution, consisting in installation of bypass device (electric valve) above the place of suspension of electrical submersible pump plant to maintain stable dynamic liquid level in the well and avoid complications during pump operation, was suggested. To confirm the feasibility of the dynamic level stabilization system, a mathematical model was developed to evaluate the effectiveness of complication prevention with the help of the proposed technical solution during the operation of the electric centrifugal pump unit.

**The main aim** of the research is to develop a calculation method for studying the dynamics of the dynamic level stabilization system.

**Objects:** an electrical submersible pump unit in conjunction with a system for stabilizing the dynamic level of the well. The influence of the diameter and length of the electric valve on the efficiency of the dynamic level recovery was studied, taking into account hydraulic losses during the system operation.

**Methods.** The research method is reduced to numerical solution of differential, linear and non-linear equations describing flow and pressure at electrical submersible pump unit outlet in steady-state mode, fluid flow through the electrical valve taking into account hydraulic resistances, flow of hydrodynamic processes in annular space during stabilization system operation, that is change of fluid level above the pump depending on borehole conditions and design parameters of electric valve.

**Results.** Effect of parameters of the bypass valve – the diameter of flow section and length on dynamics of change of a liquid level above the pump, as well as the impact of liquid properties, namely its viscosity on intensity of restoration of a liquid level above the pump was studied. It was found that when the diameter of the electric valve is increased, more intensive restoration of the liquid level above the pump is observed due to the reduction of hydraulic resistance in the valve cavity. Similarly, it was found that with increase of electric valve length, as well as with increase of viscosity of liquid, coefficient of flow and intensity of liquid level recovery above the pump decreases respectively.

### Key words:

electrical submersible pump unit, dynamic level, bypass device, annular space, electric valve.

### REFERENCES

- Joon-Ho C. A study on the operation status monitoring, diagnosis and failure prediction algorithm of smart ESP. *The Journal of Next-generation Convergence Technology Association*, 2022, vol. 6, pp. 775–780.
- Yang J., Li W., Chen J., Sheng L. Fault diagnosis of electric submersible pump tubing string leakage. *International Conference on Advances in Energy, Environment and Chemical Science*, 2021, vol. 245, pp. 1–6.
- Ofuchi E.M., Silva H.L.V., Bertoldi D., Mancilla E., Stela H., Morales R.E.M. Study of the bubble motion in a centrifugal rotor based on visualization in a rotating frame of reference. *Chemical Engineering Science*, 2022, vol. 259. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ces.2022.117829>.
- Palgrave R. *Troubleshooting centrifugal pumps and their systems*. Butterworth-Heinemann, Oxford Publ., 2019. 688 p.
- Kaesti E.Y., Helmy M.F., Yusrizal M.Z. Production optimization with ESP methods on high GOR wells. *AIP Conference Proceedings*, 2020, vol. 2245, pp. 030006.
- Gafurova N.N. Optimizatsiya raboty UETSN dlya predotvrashcheniya zabolevaniy [Optimization of ESP operation for disease prevention]. *Shag v budushchee: teoreticheskie i prikladnye issledovaniya sovremennoy nauki. Materialy XIX molodezhnoy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh* [Steps into the future: theoretical and applied research of modern science. Proc. of the XIX Youth International Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduates and Young Scientists]. St Petersburg, 2020. pp. 32–35.
- Lukashov G.Yu., Tsarkov I.V. Oslozhneniya, voznikayushchie pri ekspluatatsii skvazhin, oborudovannykh UETSN na Danilovskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii [Complications arising from the operation of wells equipped with ESP at the Danilovskoe oil and gas condensate field]. *Ashirovskie readings*, 2020, vol. 1, no. 1 (12), pp. 98–100.
- Stewart M. *Centrifugal pumps*. Amsterdam, Gulf Professional Publ., 2019. 309 p. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-09895-0.00003-X>.
- He D., Zhao L., Chang Z., Zhang Z., Guo P., Bai B. On the performance of a centrifugal pump under bubble inflow: Effect of gas-liquid distribution in the impeller. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 203. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108587>.
- Zhu J., Zhu H., Wang Z., Zhang J., Melendez R.C., Farfan J.A.M., Zhang H.Q. Surfactant effect on air/water flow in a multistage

- electrical submersible pump (ESP). *Experimental Thermal and Fluid Science*, 2018, vol. 98, pp. 95–111. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.expthermflusci.2018.05.013>.
11. Sukhorukov M.P., Torgaeva D.S., Mamlina V.V. Sravnitelny analiz metodov opredeleniya dinamicheskogo urovnya zhidkosti v mezhrubnom prostranstve nefyanoy skvazhiny [Comparative analysis of methods for determining the dynamic level of the liquid in the interpipe space of an oil well]. *Elektronnye sredstva i sistemy upravleniya. Materialy XIII Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Electronic control tools and systems. Proceedings of the XIII International Scientific and Practical Conference]. Tomsk, V-Spectrum Publ., 2017, pp. 178–181.
  12. Wei J., Wei Z., Tai-fu L. A review of dynamic fluid level detection for oil well. *Mechanics and Materials*, 2014, vol. 456, pp. 582–586.
  13. Sam G., Burgstaller C., Kaestenbauer M., Chevelcha E. Fully automated fluid level measurement tool. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Jakarta, 2011, pp. 20–22.
  14. Song C., Guan X. The monitoring system design of oil well dynamic fluid level. *Journal of Physics: 4<sup>th</sup> International Conference on Intelligent Computing and Signal Processing*. Xi'an, China, 2019, pp. 29–31.
  15. Fangtian L. Research and application of auxiliary methods for dynamic liquid level admission. *Science and technology & enterprise*, 2012, vol. 1237, no. 2, pp. 95–110.
  16. Urazakov K.R., Mukhin I.A., Vakhitova R.I., Sarycheva D.A., Volkov I.V. Investigation of the characteristics of a jet pump by numerical simulation. *Oil and Gas Business*, 2015, vol. 13, no. 14, pp. 149–154. In Rus.
  17. Urazakov K.R., Vakhitova R.I., Saracheva D.A., Abramov E.V. *Struynny apparat dlya perepuska zatrubnogo gaza* [Jet apparatus for bypassing annulus gas]. Patent RF, no. 2517287, 2014.
  18. Al Rashidi A., Al Ansari A., Radcliffe A. Shrouded Y-tool application for optimum ESP system run life. *International Petroleum Technology Conference*. 2020, pp. 1–9. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-20137-Abstract>.
  19. Takacs Gabor. Three inventions shaping the future of ESP technology. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 182. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol>.
  20. Oetomo H.K., Fathaddin M.T., Sebastian C., Ananda D.Y. Simulation of a well with ESP on tubing and natural flow on annulus for energy saving of well alike. *AIP Conference Proceedings*. 2021, 2363, 020009. DOI: 10.1063/5.0061423
  21. Joseph A.A., Adeoti A.O. Impact of fluid properties on Electric Submersible Pumps (ESP) performance and run life in a well. *Journal of Applied Sciences and Environmental Management*, 2021, vol. 25, no. 2, pp. 140–143. DOI: 10.4314/jasem.v25i2.
  22. Perissinotto R.M., Verde W.M., Biazussi J.L., Bulgarelli N.A.V., Fonseca W.D.P., Castro M.S., Franklin E., Bannwart A.C. Flow visualization in centrifugal pumps: A review of methods and experimental studies. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 203. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108582>.

Received: 5 February 2023.

Reviewed: 2 March 2023.

#### Information about the authors

**Alexander S. Totanov**, postgraduate student, Ufa State Petroleum Technological University.

**Veronika A. Molchanova**, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

**Kamil R. Urazakov**, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University.