

МЕТОДОЛОГИЯ И МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ СТАБИЛИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ДЛЯ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Тотанов А.С.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа

Ключевые слова: одновременно-раздельная эксплуатация, установка электроцентробежного насоса, система стабилизации динамического уровня, математическое моделирование, гидродинамический режим, перепускной клапан.

Аннотация. В работе решена актуальная научно-техническая задача повышения надежности эксплуатации скважинных установок для одновременно-раздельной добычи нефти из многопластовых месторождений. Разработаны методические и математические основы для создания автоматизированной системы стабилизации динамического уровня и гидродинамических параметров пластовой системы. Предложена новая конструкция системы стабилизации с перепускным электроклапаном, интегрируемой в состав стандартной установки электроцентробежного насоса без существенной модификации погружного оборудования. На основе законов гидромеханики создана оригинальная математическая модель нестационарных процессов в системе «клапан насосно-компрессорных труб–затрубное пространство», позволяющая анализировать динамику восстановления давления при различных конструктивных параметрах устройства и режимах эксплуатации. Путем численного моделирования обоснованы оптимальные параметры перепускного устройства (диаметр канала 15 мм, длина 50 мм, глубина установки 50 м) для типовых условий эксплуатации. Показана возможность автоматического удержания системы в рабочей зоне при дисбалансе подачи до 40 м³/сут без вмешательства оператора. Разработана методика расчета технологического режима последовательной работы двух электроцентробежных насосов, учитывающая взаимное влияние напорных характеристик насосов при совместной работе. Верификация на промысловых данных подтвердила адекватность модели с погрешностью 5-6%. Практической реализацией результатов исследования является запатентованное устройство стабилизации, внедрение которого позволяет предотвращать аварийные остановки и увеличивать межремонтный период скважинного оборудования.

METHODOLOGY AND MATHEMATICAL SUPPORT OF AN AUTOMATED MODE STABILIZATION SYSTEM FOR ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP UNITS UNDER SIMULTANEOUS-SEPARATE OPERATION CONDITIONS

Totanolov A.S.

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Keywords: simultaneous separate operation, electric centrifugal pump installation, dynamic level stabilization system, mathematical modeling, hydrodynamic regime, bypass valve.

Abstract. The paper solves the urgent scientific and technical problem of improving the reliability of well installations for simultaneous separate oil production from multi-layer deposits. Methodological and mathematical foundations for creating an automated system for stabilizing the dynamic level and hydrodynamic parameters of the reservoir system have been developed. A new design of a stabilization system with a bypass solenoid valve integrated into a standard electric centrifugal pump installation without significant modification of submersible equipment is proposed. Based on the laws of hydromechanics, an original mathematical model of unsteady processes in the «tubing-valve-annular space» system has been created, which allows analyzing the dynamics of pressure recovery at various design parameters of the device and operating modes. Through numerical modeling, the optimal parameters of the bypass device (channel diameter 15 mm, length 50 mm, installation depth 50 m) for typical operating conditions have been substantiated. The possibility of automatic retention of the system in the operating zone with a supply imbalance of up to 40 m³/day without operator intervention has been shown. A methodology for calculating the technological mode of the «dual electrical submersible pump» system, taking into account the mutual influence of the head characteristics of the pumps during joint operation, has been developed. Verification on field data confirmed the adequacy of the model with an error of 5-6%. The practical implementation of the research results is a patented stabilization device, the introduction of which can prevent emergency shutdowns and increase the overhaul period of well equipment.

Введение

Эксплуатация многопластовых месторождений нефти на завершающей стадии разработки требует применения инновационных технических решений, позволяющих повысить эффективность добычи при минимальных капитальных затратах. Одной из ключевых технологий в этом направлении является одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) скважин, осуществляемая с помощью систем типа «ЭЛН–ЭЛН» с двусторонним погружным электродвигателем [1, 2]. Данная технология позволяет вести независимый отбор продукции из двух пластов через одну скважину, обеспечивая отдельный контроль дебитов и дифференцированное воздействие на каждый продуктивный горизонт [3].

Однако практическая реализация ОРЭ сопряжена с существенными техническими проблемами, основная из которых заключается в гидродинамической неустойчивости работы двух насосов, жестко связанных общим валом привода. Невозможность независимого регулирования их производительности в условиях неравномерного притока из пластов приводит к нарушению баланса в системе «пласт – насос». Статистический анализ отказов показывает, что до 60% простоев установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) при выводе на режим связаны именно с падением давления на приеме ниже давления насыщения, возникновением кавитации и срывом подачи [4, 5].

Существующие методы защиты основаны на аварийном отключении оборудования, что ведет к простоям скважин и потерям добычи. В связи с этим разработка активных систем, способных автоматически стабилизировать ключевые гидродинамические параметры (в первую очередь, давление на приеме насоса) без остановки процесса добычи, представляет собой актуальную научно-техническую задачу. Целью настоящей работы является развитие методологии проектирования, создание математического аппарата и практических решений для построения автоматизированной системы стабилизации режимов работы УЭЦН в условиях ОРЭ.

Конструктивное решение и принцип работы системы стабилизации. В основе предлагаемого технического решения лежит интегрированная система стабилизации динамического уровня, основным элементом которой является перепускной электроклапан, устанавливаемый на колонне НКТ выше насосного модуля (рис. 1). В состав системы входят: станция управления с блоком управления клапаном, стандартная УЭЦН с термоманометрическим модулем, датчики давления на устье и в затрубном пространстве, а также контроллер, обрабатывающий данные с датчиков.

Принцип действия основан на контроле давления на приеме насоса. При его снижении ниже заданного порогового значения (например, из-за уменьшения динамического уровня) система управления инициирует плавное открытие перепускного клапана. Часть потока жидкости из напорной линии НКТ перепускается в затрубное пространство. Это приводит к повышению уровня жидкости в затрубе, восстановлению давления на приеме насоса и возвращению системы в устойчивый режим работы. По достижении номинального давления клапан закрывается [6].

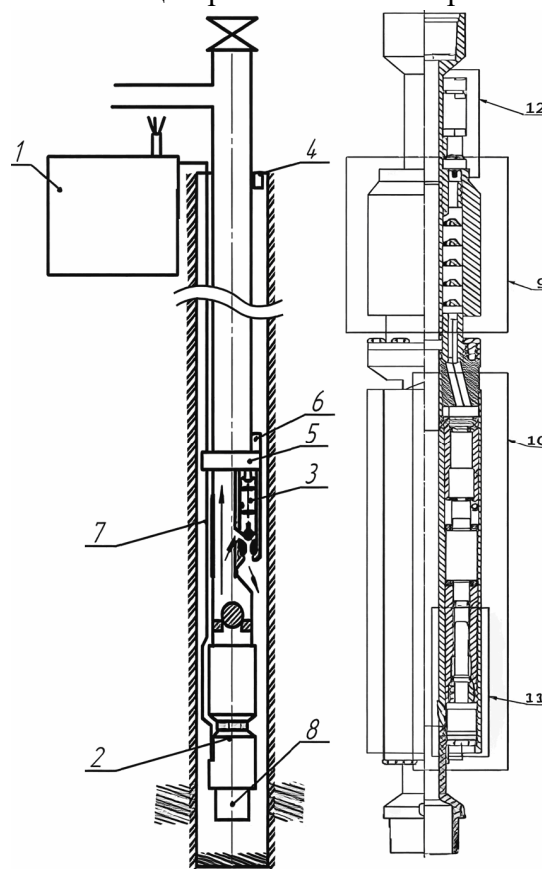


Рис. 1. Структурная схема системы стабилизации динамического уровня в скважине с УЭЦН: 1 – станция управления, 2 – УЭЦН, 3 – перепускной электроклапан, 4 – верхний датчик давления, 5 – контроллер, 6, 8 – датчики давления, 7 – силовая кабель, 9-12 – элементы конструкции клапана

Материалы и методы исследований

Математическая модель гидродинамических процессов. Для проектирования системы и анализа её динамики разработана математическая модель, описывающая нестационарные процессы в связанных контурах: напорная линия НКТ, перепускной клапан, затрубное пространство [7].

Уравнение баланса расходов в узле подключения клапана:

$$Q_{уэцн} = Q_{нкт} + Q_{кл}, \quad (1)$$

где $Q_{уэцн}$ – подача электроцентробежного насоса, $Q_{нкт}$ – расход жидкости в колонне насосно-компрессорных труб, $Q_{кл}$ – расход через перепускной клапан

Расход через клапан, рассматриваемый как гидравлическое сопротивление, определяется по формуле:

$$Q = \mu(\alpha_{кл}, Re) \cdot S_{кл}(\alpha_{кл}) \cdot \sqrt{\frac{2}{\rho_{ж}} |P_{НКТ} - P_{затр}| \cdot \text{sign}(P_{НКТ} - P_{затр})}, \quad (2)$$

где μ – коэффициент расхода, зависящий от степени открытия $\alpha_{кл}$ и числа Рейнольдса Re ; $S_{кл}$ – текущая площадь проходного сечения; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости; $P_{НКТ}$, $P_{затр}$ – давления в НКТ и затрубном пространстве на глубине установки клапана.

Изменение давления в затрубном пространстве обусловлено упругими свойствами газовой шапки и изменением высоты столба жидкости:

$$\frac{dP_{затр}}{dt} = \frac{dH_d}{dt} \rho_{ж} g + \frac{E_T}{V_T} Q_{кл}, \quad (3)$$

где H_d – динамический уровень; g – ускорение свободного падения; E_T – объёмный модуль упругости газа; V_T – текущий объем газовой шапки.

Динамика давления на приеме насоса описывается уравнением:

$$\frac{dP_{np}}{dt} = \frac{\rho_{ж} g}{S_{затр}} (K_{кл} (P_{пл} - P_{заб}) - Q_{уэцн} + Q_{кл}), \quad (4)$$

где $S_{затр}$ – площадь сечения затрубного пространства; $K_{кл}$ – коэффициент продуктивности пласта; $P_{пл}$, $P_{заб}$ – пластовое и забойное давления.

Система уравнений (1)-(4) решается численно, что позволяет моделировать переходные процессы при различных параметрах системы [8].

Определение оптимальных параметров перепускного устройства. Численное моделирование проводилось для типовой скважины с параметрами: глубина спуска УЭЦН – 1500 м, дефицит притока – 20 м³/сут. Исследовалось влияние диаметра $D_{кл}$ (6, 9, 12, 15 мм) и длины $L_{кл}$ (50, 100, 150, 200 мм) канала клапана.

Результаты моделирования (рис. 2) показывают, что основным фактор, определяющий быстродействие системы, – диаметр проходного канала. Увеличение диаметра с 6 до 15 мм сокращает время стабилизации уровня с 206 до 40 минут (более чем в 5 раз). Это обусловлено квадратичной зависимостью пропускной способности от диаметра.

Длина канала оказывает менее выраженное, но существенное влияние (рис. 3). Увеличение длины с 50 до 200 мм для канала диаметром 6 мм увеличивает время стабилизации на 23% из-за роста потерь на трение. Для каналов большего диаметра этот эффект ослабевает.

Глубина установки клапана оптимизирована с учетом двух противоречивых требований: максимизация перепада давления и минимизация риска абразивного износа обсадной колонны струей жидкости. Моделирование показало, что установка клапана на 50 м выше приема насоса является оптимальной: время стабилизации увеличивается незначительно (на 5-10%), при этом эрозионное воздействие на колонну сводится к минимуму.

Влияние вязкости жидкости на работу системы показано на рисунке 4. Увеличение вязкости с 5 до 30 мПа·с приводит к увеличению времени восстановления уровня жидкости на 25 минут (с 4,3 до 4,8 часов).

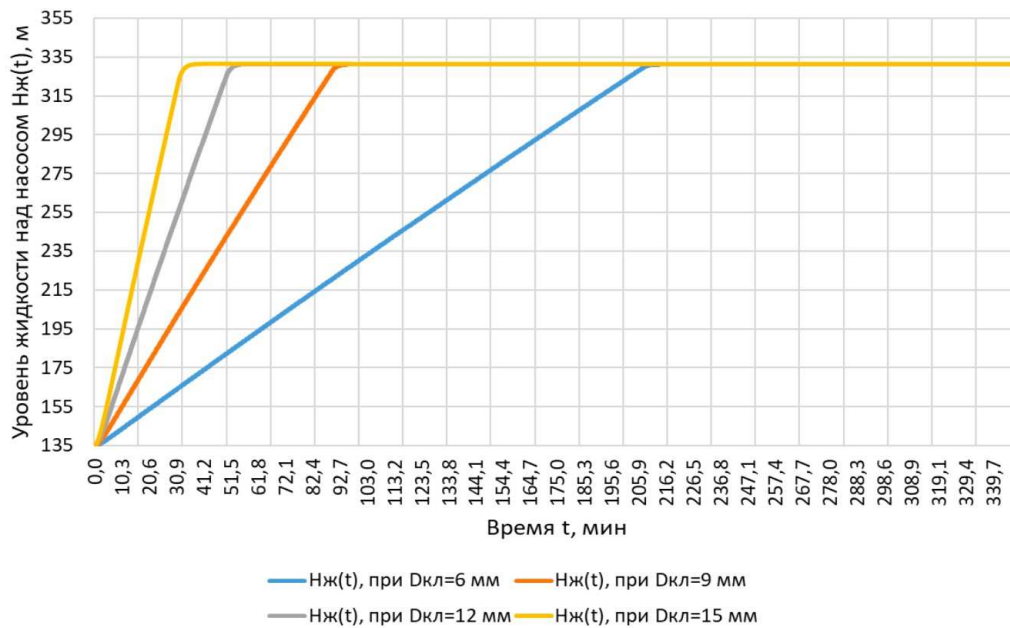


Рис. 2: Зависимость уровня жидкости над насосом по времени при различных значениях диаметра проходного сечения электроклапана.

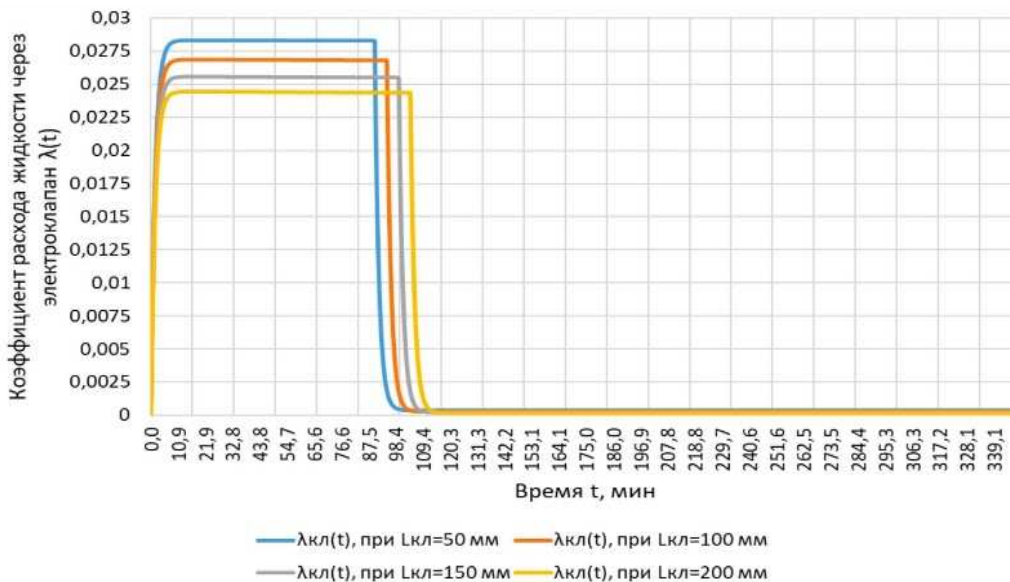


Рис. 3. Зависимость коэффициента расхода жидкости через электроклапан по времени при различных значениях длины электроклапана.

На основе анализа рекомендованы следующие оптимальные параметры перепускного устройства для условий Волго-Уральского региона: диаметр канала – 15 мм, длина – 50 мм, глубина установки – 50 м выше приема насоса. Такая конфигурация обеспечивает восстановление давления при дефиците притока до $40 \text{ м}^3/\text{сут}$ за время менее 45 минут.

Методика расчета технологического режима системы ОРЭ и верификация. Для систем «ЭЛН-ЭЛН» разработана методика расчета технологического режима, учитывающая взаимное влияние насосов. Ключевым является давление в смесительной камере $P_{см}$, определяемое уравнением:

$$P_{см} = P_{пр.цн2} + \rho g(H_{цн1} - H_{цн2}) - \Delta P_{нап.цн1}(Q_{цн1}), \quad (5)$$

где $P_{пр.цн2}$ – давление на приеме верхнего насоса; $\Delta P_{нап.цн1}$ – напор нижнего насоса.

Методика реализована в виде итерационного алгоритма, позволяющего для заданных типоразмеров насосов и пластовых параметров определить рабочие точки агрегатов, давление в системе и распределение дебитов. Это позволяет выявлять риск гидравлической блокировки одного из насосов и корректировать режим, например, изменением частоты вращения вала.

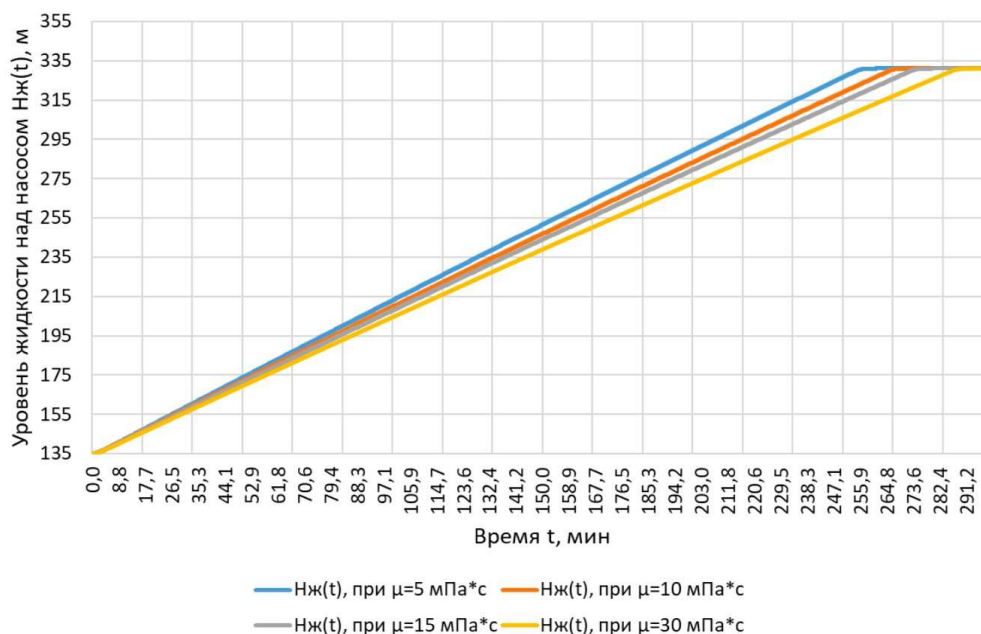


Рис. 4. Зависимость уровня жидкости над насосом по времени при различных значениях вязкости жидкости

Результаты

Верификация методики на данных трех скважин показала хорошую сходимость расчетных и фактических значений (табл. 1). Средняя погрешность прогнозирования давления составила 5,2%, подачи – 4,8%.

Табл. 1: Результаты верификации методики расчета на промысловых данных

Скважина	$P_{пр,цн2}$, МПа		$Q_{цн2}$, м ³ /сут.		Погрешность, Δ, %
	Расчетное	Фактическое	Расчетное	Фактическое	
1	5,7	5,4	50,3	53	5,4
2	4,1	3,8	135,1	140	4,4
3	6,4	6,1	75,2	71	5,2

Заключение

1. Разработана методология проектирования автоматизированной системы стабилизации режимов для УЭЦН в условиях одновременно-раздельной эксплуатации, включающая конструктивное решение, математический аппарат и практическую методику расчета [9].

2. Предложена новая конструкция системы стабилизации с перепускным электроклапаном, принцип работы которой основан на управляемой рециркуляции части потока из НКТ в затрубное пространство для поддержания давления на приеме насоса.

3. Создана математическая модель, адекватно описывающая динамику гидравлических процессов в системе. На основе численного моделирования обоснованы оптимальные конструктивные параметры перепускного устройства: диаметр канала 15 мм, длина 50 мм, глубина установки 50 м выше приема насоса.

4. Доказана эффективность системы: при оптимальных параметрах она обеспечивает автоматическое восстановление режима работы при дисбалансе подачи до 40 м³/сут за время менее 45 минут, предотвращая срыв подачи и аварийные остановки.

5. Разработана и верифицирована методика расчета технологического режима системы «ЭЛН-ЭЛН», позволяющая с погрешностью 5-6% прогнозировать распределение дебитов и выявлять условия гидродинамической неустойчивости [10].

Практическим результатом работы является «Устройство для стабилизации динамического уровня жидкости в скважине, оборудованной электроцентробежным насосом» (Патент РФ № 2800636), готовое к внедрению на нефтепромыслах Волго-Уральского региона.

Список литературы

1. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция: характеристика, месторождения и стратегическое значение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://fb.ru/article/466974/volgo-uralskaya-neftegazonosnaya-provintsiya-harakteristika-mestorozhdeniya-i-strategicheskoe-znachenie>.
2. Грищенко В.А. Научно-методические аспекты повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях «зрелых» месторождений: Автореф. дисс. ... докт. техн. наук. – Уфа, 2022. – 45 с.
3. Максutow Р.А., Доброскок Б.Е., Зайцев Ю.В. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1974. – 232 с.
4. Сильнов Д.В., Топольников А.С., Уразаков К.Р. Влияние жидкости глушения на работу электроцентробежного насоса во время вывода скважины на режим // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 5. – С. 86-89.
5. Факторы, влияющие на работу ЭЦН в скважинах с низким дебитом [Электронный ресурс] // NOVOMET. – Режим доступа: <https://novomet.ru/rus/products-and-services/artificial-lift/electrical-submersible-pumping-systems/low-flow-esp/>
6. Патент №2800636 РФ. Система стабилизации динамического уровня жидкости в скважине, оборудованной электроцентробежным насосом / К.Р. Уразаков, Д.В. Сильнов, Б.М. Латыпов, М.В. Рукин, А.С. Тотанов. – Заявка №2022135165 от 29.12.2022; опублик. 25.07.2023, Бюл. №21.
7. Уразаков К.Р., Габдуллин Р.Ф., Валеев М.Д. Эксплуатация наклонно-направленных насосных скважин. – М.: Недра, 1993. – 169 с.
8. Рукин М.В., Молчанова В.А., Уразаков К.Р. Методика определения наработки на отказ установки электроцентробежного насоса // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 12. – С. 219-229.
9. 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.
10. Халиков Р.С. Математическое моделирование работы установок электроцентробежных насосов в добывающей скважине с высоким газовым фактором на основе данных промысловых исследований // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – № 3. – С. 54-62.

References

1. Volga-Ural oil and gas province: characteristics, fields and strategic significance [Electronic resource]. – Access mode: <https://fb.ru/article/466974/volgo-uralskaya-neftegazonosnaya-provintsiya-harakteristika-mestorozhdeniya-i-strategicheskoe-znachenie>.
2. Grishchenko V.A. Scientific and methodological aspects of improving the efficiency of hard-to-recover oil reserves development in «mature» field conditions: Abstract of diss. ... doct. Of tech. sc. – Ufa, 2022. – 45 p.
3. Maksutov R. A., Dobroskok B. E., Zaitsev Yu. V. Simultaneous separate operation of multilayer oil fields. – M.: Nedra, 1974. – 232 p.
4. Silnov D.V., Topolnikov A.S., Urazakov K.R. Effect of kill fluid on electric submersible pump operation during well startup // Oil Industry. 2021, no. 5, pp. 86-89.
5. Factors affecting ESP operation in low-flow wells [Electronic resource] // NOVOMET. – Access mode: <https://novomet.ru/rus/products-and-services/artificial-lift/electrical-submersible-pumping-systems/low-flow-esp/>
6. Patent No. 2800636 RU. Dynamic liquid level stabilization system in a well equipped with an electric submersible pump / K.R. Urazakov, D.V. Silnov, B.M. Latypov, M.V. Rukin, A.S. Totanov. – Appl. No. 2022135165 from 29.12.2022; publ. 25.07.2023, Bul. No. 21.
7. Urazakov K.R., Gabdullin R.F., Valeev M.D. Operation of directional pumping wells. – M.: Nedra, 1993. – 169 p.
8. Rukin M.V., Molchanova V.A., Urazakov K.R. Method for determining mean time between failures of electric submersible pump units // News of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2022, vol. 333, no. 12, pp. 219-229.
9. 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.
10. Khalikov R.S. Mathematical Modeling of ESP in Producing Wells with High Gas Factor Based on Field Research // Territorija «NEFTEGAZ». 2017, no. 3, pp. 54-62.

Сведения об авторах:

Тотанов Александр Сергеевич – аспирант
totanovas@yandex.ru

Information about authors:

Totanov Aleksandr Sergeevich – postgraduate student

Получена 17.03.2026