

УДК 519.71

DOI 10.17513/snt.40524

СИСТЕМА ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Гладких Т.Д., Казаринов Ю.И.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,

Россия, Тюмень, e-mail: txgl@yandex.ru

Цель исследования – разработка системы поддержки принятия решений для оптимизации режима работы нефтяных скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов. Задача исследования состоит в создании программно-аппаратного комплекса, который на основе алгоритма нечеткой логики предоставляет оператору рекомендации по режимному параметру, а именно, глубине погружения насоса под динамический уровень с целью максимизации экономической эффективности при соблюдении технических ограничений. В качестве основного метода применен алгоритм нечеткого вывода Мамдани. Результатом исследования является функционирующее ядро системы поддержки принятия решений, интегрирующее три входных параметра (динамический уровень, дебит, газовый фактор) и возвращающее четкое значение рекомендуемого заглубления погружной установки. Выполнена верификация системы с использованием данных эксплуатации, подтвердившая адекватность модели. Разработана структура программно-аппаратного комплекса, интегрированного в систему управления объектом добычи нефти, имеющего компоненты для сбора технологических параметров, обработки массива данных и вывода рекомендации по режимному параметру установки. Для настройки ядра системы поддержки принятия решений (выделения нечетких множеств и формирования базы нечетких правил) предусматривается база знаний, которая обеспечивает адаптивность разработанной системы под характеристики разрабатываемого месторождения.

Ключевые слова: режимные параметры, нефтяная скважина, нечеткие множества, база нечетких правил, база знаний

DECISION SUPPORT SYSTEM FOR OPTIMIZING THE OPERATING MODE OF PRODUCING WELLS

Gladkikh T.D., Kazarinov Yu.I.

Industrial University of Tyumen, Russia, Tyumen, e-mail: txgl@yandex.ru

The aim of the work is to develop a decision support system for optimizing the operating mode of oil wells equipped with electric centrifugal pumps. The objective of the study is to create a software and hardware complex that, based on a fuzzy logic algorithm, provides the operator with recommendations on the operating parameter – the depth of immersion of the pump under the dynamic level in order to maximize economic efficiency while complying with technical limitations. The Mamdani fuzzy inference algorithm is used as the main method. The result of the work is a functioning core of the decision support system that integrates three input parameters (dynamic level, flow rate, gas factor) and returns a clear value of the recommended depth of the submersible installation. Verification of the system has been performed, confirming the adequacy of the model. The structure of a software and hardware complex integrated into the control system of an oil production facility with components for collecting technological parameters and processing an array of data has been developed. To configure the core of the decision support system (allocation of fuzzy sets and formation of a base of fuzzy rules), a knowledge base is provided that ensures the adaptability of the developed system to the characteristics of the field being developed.

Keywords: regime parameters, oil well, fuzzy sets, base of fuzzy rules, knowledge base

Введение

Современная нефтедобыча характеризуется возрастающей сложностью управления технологическими режимами скважинного фонда [1, 2]. Определение оптимальных параметров работы, в частности для скважин с установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), представляет собой многокритериальную задачу [3–5], решение которой требует одновременно учета взаимовлияющих геологических, технологических и экономических факторов. Традиционные методы принятия решений, опирающиеся на жесткие нормативные рамки и опыт персонала, зачастую

не способны оперативно и объективно обрабатывать большой объем нечеткой и противоречивой информации [6], что приводит к субоптимальным режимам работы, повышенным энергозатратам и риску аварийных ситуаций [7]. В этой связи создание систем поддержки принятия решений (СППР) становится ключевым направлением по повышению эффективности и надежности добычи углеводородного сырья [8, 9].

Одним из ключевых режимных параметров УЭЦН является глубина погружения (заглубка) под динамический уровень. Невверное ее определение ведет к диаметрально противоположным, но равно критичным

последствиям: при недостаточном погружении – газовые пробки и кавитация, вызывающие падение КПД и перегрев; при избыточном – повышенные гидравлические потери и перегрузка электродвигателя. В связи с этим актуальна разработка алгоритма определения оптимального значения заглубки погружной установки.

Цель исследования – разработка структуры и ядра системы поддержки принятия решений для определения оптимальной глубины погружения УЭЦН под динамический уровень.

Материалы и методы исследования

При выполнении исследования авторами опирались на нормативные документы, статистические данные по эксплуатации за 2020–2024 гг. по объекту добычи (Западная Сибирь). Для разработки СППР применялся системный подход и моделирование на базе аппарата нечетких множеств.

Результаты исследования и их обсуждение

Опыт разработки СППР для технологических задач показал целесообразность интеграции таких систем в автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) [10], в том числе для управления режимными параметрами [11].

Существующие регламенты (ГОСТ, РД) задают общие ориентиры, но не предоставляют гибкого инструмента для адаптации к уникальным условиям каждой скважины. Для преодоления этого разрыва в данной работе предлагается архитектура СППР, ядром которой является нечеткая логическая модель. В работах [12, 13] отмечена высокая точность и эффективность алгоритмов нечеткой логики для реализации экспертных систем. При этом для настройки СППР рационально использовать статистические данные эксплуатации [8, 14].

Оптимальный режим работы добывающей скважины – это такой режим эксплуатации, при котором достигается максимальная экономическая эффективность при соблюдении технических ограничений и при минимальном негативном воздействии на пласт. При поиске оптимального режима необходимо применять системный подход, который позволяет учесть все ключевые факторы и найти баланс между дебитом, долговечностью скважины и рентабельностью добычи [15].

Величина погружения УЭЦН под динамический уровень является одним из важнейших параметров режима работы, и при проектировании разработки месторождения она устанавливается согласно ГОСТ и отрасле-

вым стандартам. Согласно ГОСТ 28346-2015 для УЭЦН рекомендуемая (оптимальная) величина погружения под динамический уровень зависит от дебита, газового фактора, конструкции скважины, составляет 150–300 м, но не менее 50–100 м (для предотвращения газового влияния и кавитации). В руководящем документе РД 39-0147103-365-89 указана недопустимость снижения динамического уровня ниже приемных отверстий насоса. При этом минимальное заглубление насоса должно быть таким, чтобы предотвращались явления, связанные с образованием газовых пробок, то есть давление на приеме насоса превышало давление насыщения нефти газом.

На практике при определении погружения УЭЦН по динамический уровень руководствуются показателем дебита скважины:

- для низкодебитных скважин (менее 50 м³/сут) погружение должно составлять не менее 100 м ниже динамического уровня;
- для высокодебитных скважин (более 100 м³/сут) – 200–400 м;
- для газлифтных скважин или в скважинах с большим газовым фактором требуется увеличение глубины погружения до 300–500 м.

При упрощенном расчете заглубки УЭЦН под динамический уровень необходимо учитывать глубину погружения, обеспечивающую запас по надежности работы насоса, который задается из практики эксплуатации 50–150 м и потери напора в НКТ, зависящие от дебита и вязкости пластового флюида. При высоком газосодержании ($ГФ > 50 \text{ м}^3/\text{т}$) при определении величины погружения УЭЦН вводят поправочный коэффициент равный $0,1 \cdot ГФ$.

Представленные выше нормы позволяют упрощенно определить заглубку УЭЦН, более точные результаты требуют учета индикаторных кривых (зависимости депрессии от дебита), кривых гидравлических потерь, данных по газосодержанию и информации о реологических свойствах жидкости. Тем не менее учет всех факторов для определения оптимальной заглубки УЭЦН является затруднительным, так как отсутствуют универсальные методики расчетов для конкретных условий месторождения, которые часто представляют собой неформализованные знания инженерно-технического персонала по эксплуатации установок.

Таким образом, существует потребность в разработке алгоритмической базы определения величины погружения УЭЦН под динамический уровень, которая учитывает четкие технологические данные и нечеткие факторы, отражающие особенности эксплуатации объекта.

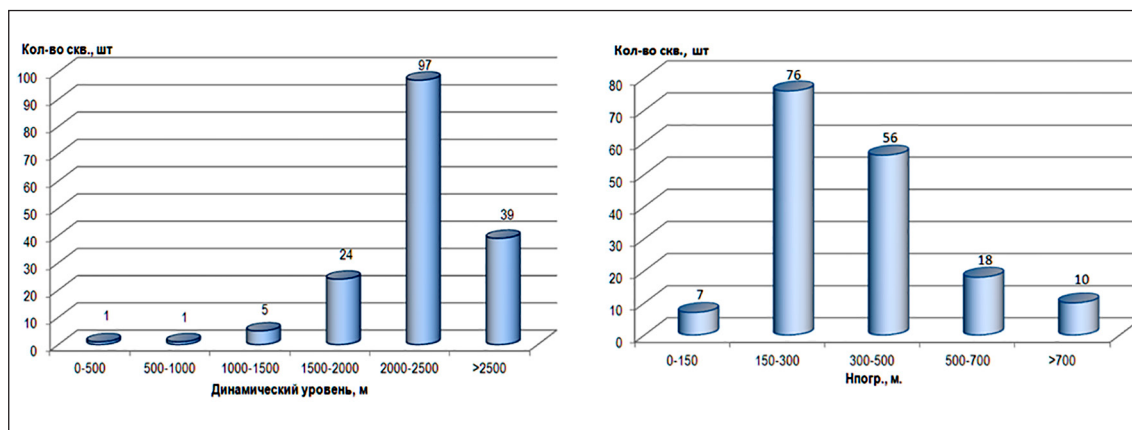


Рис. 1. Распределение скважин по интервалам величин динамического уровня и погружения
Источник: составлено авторами на основе данных эксплуатации

В результате исследования разработано алгоритмическое ядро СППР. Для реализации модели «Оптимальный уровень погружения УЭЦН под динамический уровень» используем алгоритм нечеткого вывода Мамдани для выходной лингвистической переменной ЛП = «Погружение насоса» и трех входных лингвистических переменных (ЛП_i, $i = 1..3$): ЛП1 = «динамический уровень»; ЛП2 = «дебит»; ЛП3 = «ГФ» (газовый фактор). Все лингвистические переменные описываются трапециевидными функциями принадлежности μ .

Для описания интервалов нечетких множеств воспользуемся указанными выше нормами и данными эксплуатации *го месторождения (Западная Сибирь). Для указанного объекта разработки представлены данные по распределению количества скважин по величинам динамического уровня и погружению УЭЦН под динамический уровень (рис. 1).

Как следует из графиков, наибольшее число скважин характеризуется динамическим уровнем 2000–2500 м (97 скважин) и более 2500 м (39 скважин). Больше количество скважин с динамическим уровнем от 1500 м имеют забойные давления от 5,0 МПа. Оптимальная работа основного фонда скважин достигается при погружении на 150–500 м ниже динамического уровня.

С учетом эксплуатационных данных лингвистическая переменная ЛП1 «динамический уровень» (м) описана четырьмя термами: «высокий» (h1), «средний» (h2), «пониженный» (h3), «низкий» (h4). Термножество лингвистической переменной ЛП2 «дебит» (м³/сут) описано тремя термами: «низкодебитная» (d1), «среднедебитная» (d2), «высокодебитная» (d3). Термножество лингвистической переменной

ЛП3 «Газовый фактор» (м³/т) описано двумя термами: «допустимый» (f1), «высокий» (f2). Выходная лингвистическая переменная ЛП = «Погружение насоса» описывается нечеткими множествами «интервал 1» (u1); «интервал 2» (u2); «интервал 3» (u3); «интервал 4» (u4); «интервал 5» (u5). Интервалы подмножеств можно определить по рис. 2.

Для реализации алгоритма нечеткого вывода сформирована база правил. Примеры некоторых правил ниже:

- 1: Если $h = h1$ and $d = d1$ and $f = f1$, то $u = u1$;
- 2: Если $h = h2$ and $d = d1$ and $f = f2$, то $u = u2$;
- 3: Если $h = h1$ and $d = d2$ and $f = f1$, то $u = u2$;
- 4: Если $h = h2$ and $d = d2$ and $f = f2$, то $u = u3$ и др.

Рассмотрим этапы нечеткого вывода для случая, когда на вход модели подаются следующие четкие данные: динамический уровень $h = 2200$ м, дебит скважины $d = 10$ м³/сут, газовый фактор продукции скважины $f = 8$ м³/т (рис. 3). На этапе фазификации активными оказались следующие термы: для ЛП1 – h3; для ЛП2 – d1, d2; для ЛП3 – f1. В результате активации определены значения истинности для каждой из предпосылок, заложенной в базе правил. На этапе композиции получено результирующее выходное нечеткое множество. Нечеткий вывод показывает принадлежность ко второму и третьему интервалам ($u = \text{agg}(u2(\mu), u3(\mu))$) по значению погружения под динамический уровень. Для получения четкого результата применялся центроидный метод. Результат четкого вывода: оптимальная заглубка составляет 260 м.

Для проверки адекватности модели сопоставим результаты расчета с данными эксплуатации (рис. 1).

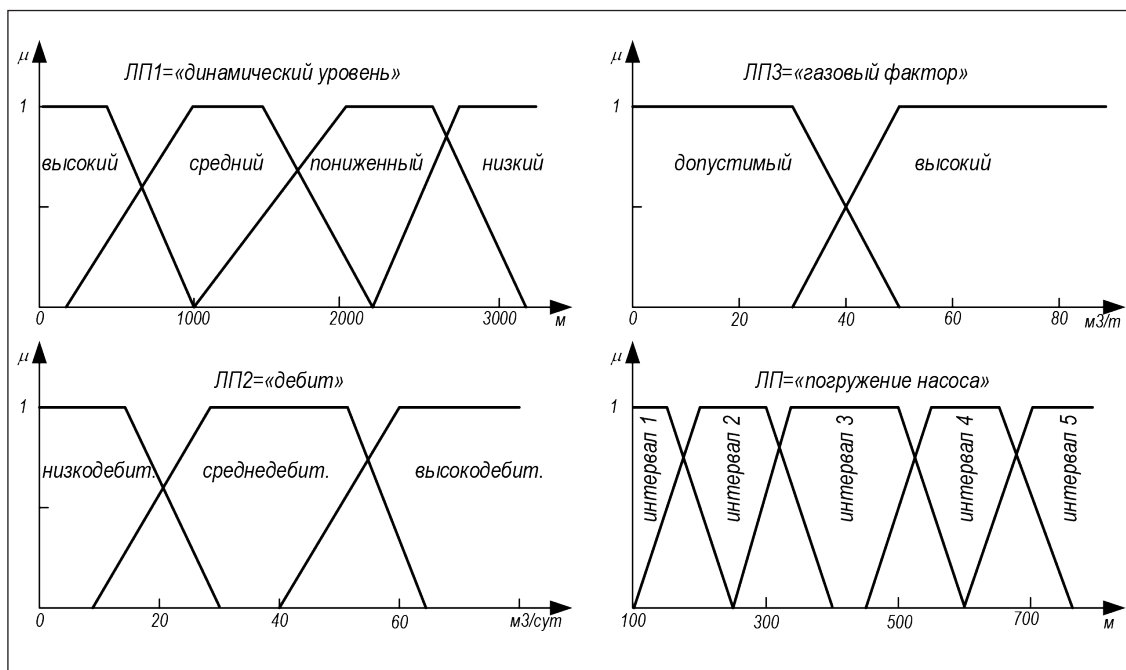


Рис. 2. Нечеткие множества лингвистических переменных
и нечеткий вывод величины погружения УЭЦН
Источник: составлено авторами

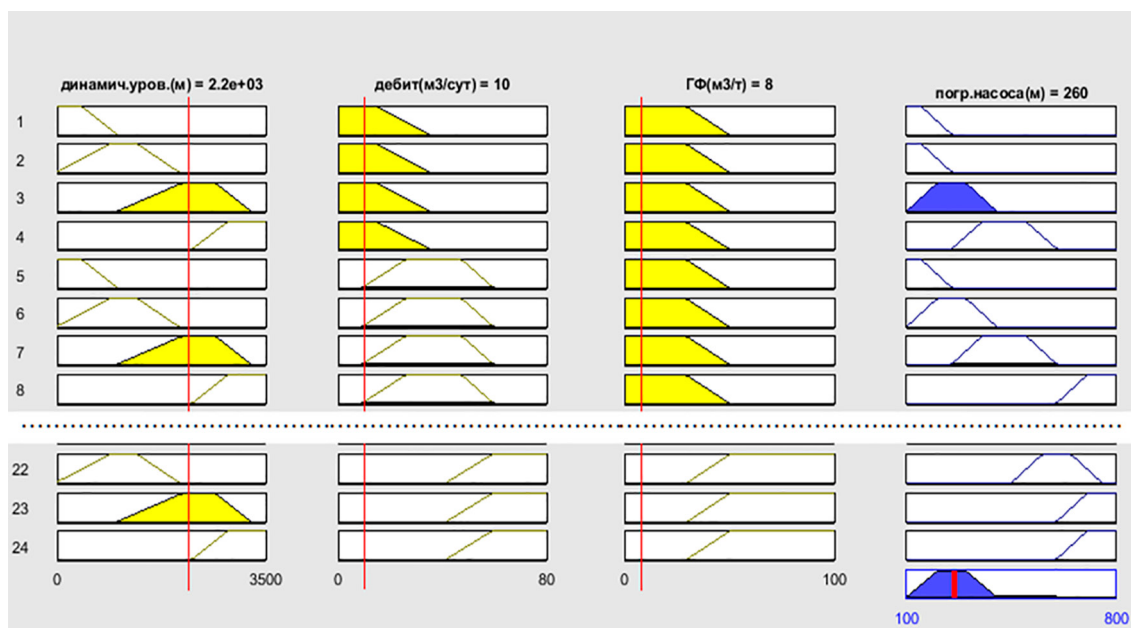


Рис. 3. Нечеткий вывод величины погружения УЭЦН
Источник: составлено авторами

Динамический уровень 2000–2500 м имеет большее число скважин (97 шт.), и их погружение составляет от 150 до 500 м, что соответствует результатам нечеткого вывода (интервалы μ_2 - μ_3) и четкой величине после дефаззификации

260 м. Таким образом, модель успешно прошла верификацию.

На рис. 4 представлен график плоскости, который показывает зависимость выходного параметра «погружение насоса» при газовом факторе $\Gamma\Phi = 10 \text{ м}^3/\text{т}$.

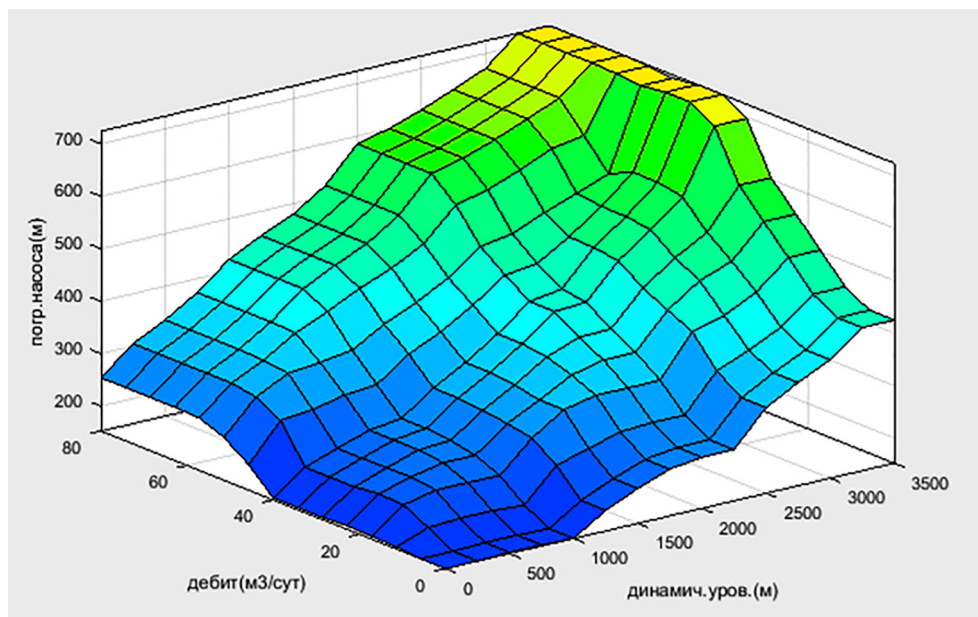


Рис. 4. Плоскость зависимости $u = f(h, d, f = 10)$

Источник: составлено авторами

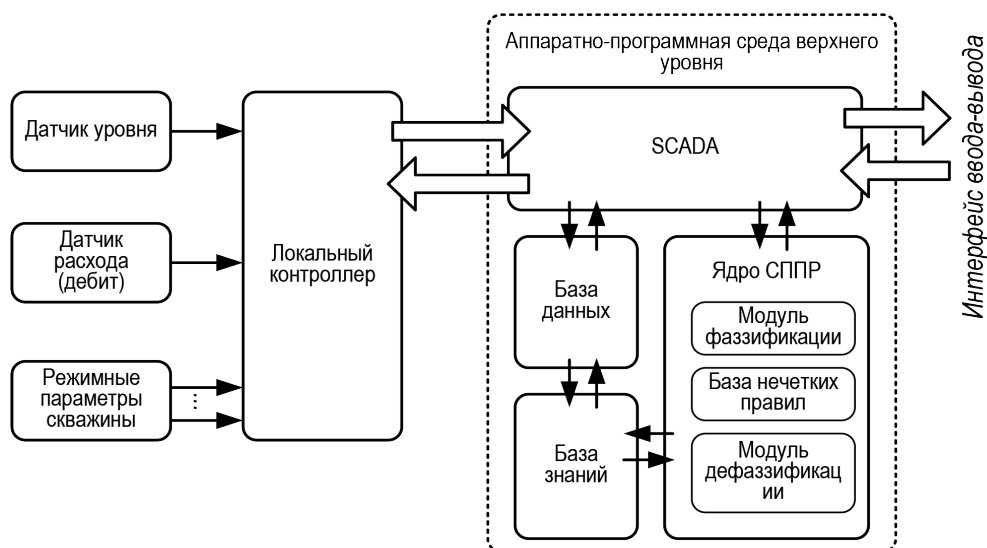


Рис. 5. Структурная схема СППР, интегрированной в АСУ

Источник: составлено авторами

Разработка структуры программно-аппаратного комплекса СППР

На рис. 5 представлена структурная схема программно-аппаратного комплекса СППР, интегрированной в АСУ ТП. Как и любая система управления, имеет три уровня. На нижнем уровне располагаются средства сбора данных: датчики уровня, дебита и др. Средний уровень представлен микропроцессорными системами, обеспечивающими под-

готовку, сбор данных, взаимодействие с исполнительными механизмами. Ядро СППР располагается на верхнем уровне автоматизации и формирует рекомендации о заглубке УЭЦН, используя либо показатели разработки месторождения, сохраненные в базе данных, либо текущие параметры режима. В первом случае СППР осуществляет расчет перед вводом в эксплуатацию скважины, во втором случае – для отслеживания и корректировки оптимальности режима работы УЭЦН в процессе добычи нефти.

Для настройки модели (описания нечетких множеств, правил нечеткого вывода) требуются данные эксплуатации месторождения, такие как изменение динамического уровня, энергетическое состояние пласта, характеристики пластового флюида и др. Указанные выше данные и формализованные рекомендации экспертов аккумулируются в базе знаний и используются для адаптации ядра СППР в процессе разработки месторождения.

Заключение

В результате исследования обоснована целесообразность разработки системы поддержки принятия решений, направленной на оптимизацию одного из наиболее критичных параметров эксплуатации скважин с УЭЦН – глубины погружения насоса под динамический уровень. Практическая значимость работы заключается в создании не просто математической модели, а готового инструментария, преобразующего технологические параметры (дебит, динамический уровень, газовый фактор) в конкретную и обоснованную рекомендацию. Апробация системы на промысловых данных подтвердила ее работоспособность и соответствие отраслевым требованиям.

Внедрение разработанной СППР способствует достижению ключевых показателей эффективности: повышению надежности и энергоэффективности оборудования, сокращению затрат на электроэнергию и ремонты, а в итоге – увеличению межремонтного периода скважин и рентабельности добычи.

Список литературы

1. Макеев А.А., Цепляева А.И., Леонтьев С.А., Шай Е.Л. Эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов с учетом геолого-физических особенностей доюрского комплекса (триас) // Нефтяное хозяйство. 2021. № 3. С. 92–95. URL: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=12109&art=236288 (дата обращения: 16.08.2025). DOI: 10.24887/0028-2448-2021-3-92-94.
2. Крамаренко В.А., Шрам В.Г., Безбородов Ю.Н., Афанасов В.И., Фельдман А.Л. Система управления и регулирования устьевых оборудования добывающей скважины // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2022. № 5. С. 443–448. DOI: 10.24412/2071-6168-2022-5-443-448.
3. Пурицкис Я.В., Панченко И.В. Исследование возможности оптимизации работы добывающих скважин с помощью нейросетевого анализа // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2024. № 10 (154). С. 94–97. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tsifrovizatsiya/860038-issledovanie-vozmozhnosti-optimizatsii-raboty-dobyvayushchikh-skvazhin-s-pomoshchyu-neyrosetevogo-an/> (дата обращения: 01.08.2025). EDN: QQBBMY.
4. Голенкин М.Ю., Болгова Н.Е., Гурбанов И.И., Марданов Р.М. Оптимизация режимов эксплуатации скважин, оборудованных интеллектуальным закачиванием, для эффективного отбора трудноизвлекаемых запасов (подгазовая залежь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 11 (395). С. 43–47. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=75081522> (дата обращения: 16.08.2025). EDN: GPNBPV.
5. Пашали А.А., Халфин Р.С., Сильнов Д.В. Тополиников А.С., Латыпов Б.М., Уразаков К.Р. Интегрированная модель «пласт – скважина – насос» для расчета нестационарных режимов течения жидкости // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. № 1. С. 33–41. URL: <http://ngdolo.ru/files/ngdolo/2021/1/ngdolo-1-2021-p33-41.pdf> (дата обращения: 26.09.2025). DOI: 10.17122/ngdolo-2021-1-33-41.
6. Тагирова К.Ф., Нугаев И.Ф. Концептуальные основы автоматизации управления установками электроцентробежных насосов нефтедобывающих скважин // Мехатроника, автоматизация, управление. 2020. Т. 21. № 2. С. 102–109. URL: <https://mech.novtex.ru/jour/article/view/756/571> (дата обращения: 26.09.2025). DOI: 10.17587/mau.21.102-109.
7. Кузьмин М.И., Вербицкий В.С., Хабибуллин Р.А. и др. Анализ влияния эксплуатационных параметров и режимов работы добывающих скважин на надежность установок электроцентробежных насосов // Нефтяное хозяйство. 2024. № 12. С. 106–111. URL: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=12841&art=239605 (дата обращения: 16.10.2025). DOI: 10.24887/0028-2448-2024-12-106-111.
8. Wang Z., Cheng Z., Ding X., Xia L. Research on intelligent decision support systems for oil and gas exploration based on machine learning // PLoS ONE. 2024. Vol. 19, Is. 12. Article e0314108. URL: <https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0314108> (дата обращения: 01.08.2025). DOI: 10.1371/journal.pone.0314108.
9. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Черников А.Д. Цифровая модернизация нефтегазодобычи: инструменты и индикаторы развития // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 1 (102). С. 44–47. URL: <https://www.runeft.ru/archive-of-numbers/detail.php?id=8440> (дата обращения: 26.09.2025). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-44-47.
10. Фаткуллин В.И., Тугов В.В. Совершенствование автоматизированной системы управления объектами хранения и реализации продукции нефтегазопереработки // Современные наукоемкие технологии. 2024. № 8. С. 94–99. URL: <https://top-technologies.ru/ru/article/view?id=40118> (дата обращения: 29.09.2025). DOI: 10.17513/snt.40118.
11. Saleh M. El-koliel, Hussien Eleissawi, Adel S. Nada. Speed control of electrical submersible pumps using fuzzy logic control // International Journal of Power Electronics and Drive System. 2022. Vol. 13, Is. 4. С. 2515–2528. URL: <https://ijpeds.iaescore.com/index.php/IJPEDS/article/view/21902> (дата обращения: 01.08.2025). DOI: 10.11591/ijpeds.v13.i4.pp2515-2528.
12. Селетков И.П. Применение матричного аппарата нечеткой логики для поддержки принятия решений в процессе обслуживания технологического оборудования нефтедобычи // Прикладная математика и вопросы управления. 2020. № 4. С. 65–88. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44557916> (дата обращения: 01.08.2025). DOI: 10.15593/2499-9873/2020.4.05.
13. Wu H., Zeshui X.U. Fuzzy logic in decision support: Methods, applications and future trends // International journal of computers communications & control. 2021. Vol. 16, Is. 1. URL: <https://core.ac.uk/reader/386341500> (дата обращения: 26.09.2025). DOI: 10.15837/ijccc.2021.1.4044.
14. R Azmi P.A., Yusoff M., Mohd Sallehud-din M.T. A Review of Predictive Analytics Models in the Oil and Gas Industries // Sensors. 2024. Vol. 24, Is. 12. С. 4013. URL: <https://www.mdpi.com/1424-8220/24/12/4013> (дата обращения: 16.08.2025). DOI: 10.3390/s24124013.
15. Petrochenkov A., Ilyushin P., Mishurinskikh S., Kozlov A. Development of a Method for Improving the Energy Efficiency of Oil Production with an Electrical Submersible Pump // Inventions. 2023. Vol. 8, Is. 1. С. 29. URL: <https://www.mdpi.com/2411-5134/8/1/29> (дата обращения: 01.08.2025). DOI: 10.3390/inventions8010029.

Конфликт интересов: Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interest: The authors declare that there is no conflict of interest.