

ПРИБОРОСТРОЕНИЕ, МЕТРОЛОГИЯ И ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



УДК 620.93

DOI:10.30724/1998-9903-2021-23-4-180-196

КОНЦЕПЦИЯ КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

С.В. Цыпленков, Е.Д. Агафонов

Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа, г. Красноярск, Россия

sv-tsyplenkov@mail.ru, eagafonov@sfu-kras.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Рассмотреть проблемы контроля энергетической эффективности механизированной добычи нефти. Провести сравнительный анализ подходов, применяемых при оценке уровня энергоэффективности и потенциала энергосбережения. Дать оценку современным возможностям автоматизации контроля энергоэффективности. Выявить результативный метод верификации показателей энергетической эффективности. Предложить концепцию автоматизированной системы контроля энергоэффективности механизированной добычи нефти на основе интеллектуальных методов анализа данных. *МЕТОДЫ.* При решении поставленной задачи применялся метод факторного анализа удельного расхода электроэнергии, реализованный в модели. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В статье описана актуальность темы, рассмотрены особенности применения различных показателей энергоэффективности. Разработана модель влияния факторов на удельный расход электроэнергии. Предложена концепция автоматизированной системы контроля энергоэффективности на основе интеллектуальных методов. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Применение показателя удельного расхода электроэнергии на механизированную добычу нефти, как индикатора энергоэффективности, дает возможность оценивать текущий уровень энергетической результативности и выявлять потенциал дальнейшего энергосбережения. Для осуществления контроля удельного расхода электроэнергии на механизированном фонде добывающих скважин необходима реализация систем автоматизированного учета энергии, дополненных возможностями факторного анализа отклонений от плановых значений. Предлагается применение интеллектуальных методов анализа данных, которые позволят осуществлять оптимальный выбор факторов отклонений удельного расхода электроэнергии и повысить достоверность контроля энергоэффективности.

Ключевые слова: Удельный расход электроэнергии; факторный анализ; система контроля энергоэффективности; механизированная добыча; энергоэффективность; интеллектуальные методы.

Для цитирования: Цыпленков С.В., Агафонов Е.Д. Концепция комплексной системы контроля энергоэффективности механизированной добычи нефти // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 180-196. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-180-196.

THE CONCEPT OF AN INTEGRATED SYSTEM OF ENERGY EFFICIENCY CONTROL OF ARTIFICIAL OIL LIFT

SV. Tsyplenkov, ED. Agafonov

Siberian Federal University, Institute of Petroleum and Natural Gas Engineering,
Krasnoyarsk, Russia

sv-tsyplenkov@mail.ru, eagafonov@sfu-kras.ru

Abstract: THE PURPOSE. To consider the problems of controlling the energy efficiency of artificial oil lift. To conduct a comparative analysis of the approaches used to assess the level of energy efficiency and the possibility of energy saving. To submit to a modern possible energy efficiency control system. To identify an effective method for verifying energy efficiency indicators. To propose a concept of an automated control system for energy efficiency of artificial oil lift based on intelligent methods of data analysis. **METHODS.** When solving the problem, the method of factor analysis of specific power consumption, implemented in a model, was used. **RESULTS.** The article describes the relevance of the topic, considers the features of the use of various indicators of energy efficiency. A model of factors for specific power consumption has been developed. In this article, a concept of an automated energy efficiency control system based on intelligent methods has been proposed. **CONCLUSION.** Using the indicator of specific electricity consumption for artificial oil lift, as an indicator of energy efficiency, makes it possible to assess the current level of energy efficiency and identify the potential for further energy saving. To control the specific consumption of electricity at the mechanized stock of production wells, it is necessary to implement systemic energy metering, additional factor analysis of deviations from the planned values. Using of intelligent methods of data analysis selects the factors of deviation of the specific power consumption and ensures the reliability of energy efficiency control.

Keywords: Specific power consumption; factor analysis; energy efficiency control system; artificial lift; energy efficiency; intellectual methods.

For citation: Tsyplenkov SV, Agafonov ED. The concept of an integrated system of energy efficiency control of artificial oil lift *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(4): 180-196. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-180-196.

Введение и литературный обзор

В настоящее время в России уделяется особое внимание проблемам энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Основные положения энергетической политики государства закреплены в Федеральном законе № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23 ноября 2009 года, и в «Энергетической стратегии России на период до 2035 года». Согласно Стратегии основной целью государственной энергетической политики в сфере повышения энергетической эффективности экономики является рациональное использование энергетических ресурсов.

Нефть занимает значимое место в мировом энергобалансе, имея долю около 30% от всех потребляемых энергоресурсов. Одновременно с этим нефтяная промышленность нашей страны сама потребляет 5,5% всей вырабатываемой энергии [1]. На рисунке 1 [1] представлено относительное потребление топливно-энергетических ресурсов различными направлениями нефтяной промышленности.

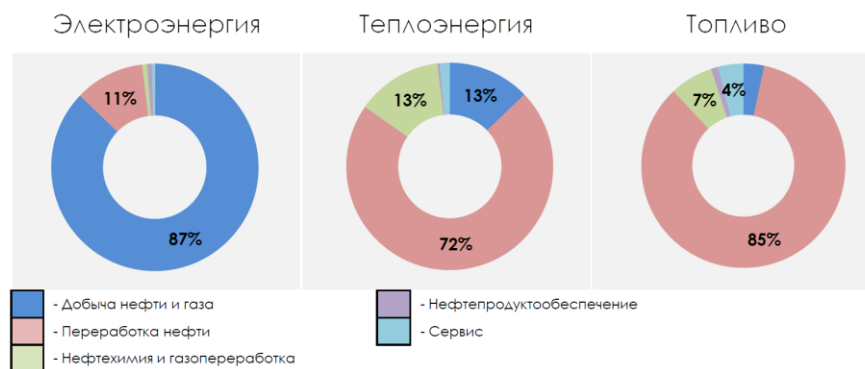


Рис. 1. Потребление топливно-энергетических ресурсов в нефтяной промышленности РФ

Fig. 1. Consumption of fuel and energy resources in the oil industry of the Russian Federation

В структуре нефтегазового сектора экономики наибольший объем потребляемой электроэнергии приходится на добычу нефти. На это потребление в составе

себестоимости добычи приходится более трети всех затрат.

На сегодняшний день на подъем жидкости из скважины, вертикальная глубина которой может достигать 2,5-3 км, приходится порядка 60% всей энергии, потребляемой нефтедобывающим предприятием, даже с учетом наличия таких энергоемких процессов как поддержание пластового давления и сбор, подготовка и транспорт нефти. В связи с этим особенно важно обеспечивать требуемую энергетическую эффективность процесса добычи нефти на механизированном фонде скважин, что на практике реализуется оптимальным подбором погружного оборудования – его энергосберегающим дизайном, в соответствии с геолого-техническими условиями, в которых осуществляется добыча [2, 3].

В целях обеспечения конкурентоспособности, лидирующие в отрасли компании стремятся к достижению высоких показателей энергетической эффективности добычи, что особенно важно в условиях нестабильных цен на энергоресурсы на мировых рынках. Ставя задачей повышение энергоэффективности, необходимо в первую очередь обеспечить ее достоверный контроль, который позволит не только отслеживать текущее состояние, но и результативно проводить энергосберегающие мероприятия [4].

В этой связи особую значимость приобретает проблема оценки и контроля энергоэффективности, измерения определяющих ее параметров, а также изучения тех факторов, которые оказывают на нее влияние.

При эксплуатации комплекса механизированной добычи реализуется контроль множества эксплуатационных параметров. Некоторые из них измеряются напрямую с применением аттестованных средств измерений, другие поддаются исключительно косвенным измерениям. Для того чтобы получать достоверные данные в процессе контроля важно учитывать технологические и геологические группы факторов, влияющих на энергоэффективность механизированной добычи как на результирующий показатель [5]. Существующие подходы к измерениям энергоэффективности не всегда позволяют с требуемым качеством проводить анализ объективных факторов изменения объемов энергопотребления.

Кроме перечисленных групп факторов влияние на энергетическую эффективность оказывает конфигурация спускаемого в скважину оборудования – дизайн глубинного насосного оборудования. Оценка влияния конфигурации оборудования механизированной добычи на энергоэффективность на практике осуществляется по «остаточному принципу». Это происходит только после того, как учтены величины эффектов, достигнутых путем внедрения отдельных энергосберегающих мероприятий, и факторов, оценка которых зачастую остается неисчерпывающей [6].

До настоящего времени подходы, позволяющие оценивать энергетическую эффективность как параметр технических систем, сводились исключительно к энергосберегающим возможностям данных систем в соответствии с ГОСТ Р 56743-2015. В работах Каверина М.Н. [7], Старикова А.В. [8], Ивановского В.Н. [9, 10], Тарасова В.П. [3, 11], Байкова И.Р. [12], Галяутдинова И.М. [13] выработаны методы оценки энергоэффективности как обратной величины энергосберегающего потенциала. При этом внедрение энергосберегающих мероприятий, в том числе современной техники и технологий, не гарантирует стабильного улучшения энергетической эффективности и достаточно полной реализации энергосберегающего потенциала. Это обусловлено воздействием сложной конфигурации взаимозависимых факторов, оказывающих влияние на итоговое энергопотребление [14, 15].

Достоверный контроль не может быть осуществлен без создания модели, учитывающей наиболее существенные причины изменения результирующего показателя энергоэффективности. При этом модель должна отвечать требованиям надежности и воспроизводимости оценки состояния энергоэффективности работы механизированного фонда. Для создания такой модели целесообразно применять удельный расход электроэнергии на единицу добытой жидкости (УРЭ), как показатель энергоэффективности. В работах Музычука П.С. [16], Ковалевой Н.А. [17], Зуева А.С. [18, 19], Якимова С.Б. [20, 21], и Журавлева В.В. [22] выработаны подходы к факторному анализу удельного расхода электроэнергии. Некоторые решения в области оценки факторов внедрены сегодня в крупнейших нефтедобывающих компаниях.

Существуют альтернативные подходы к оценке энергоэффективности на основе автоматизированного сбора данных. Патенты за авторством Вейнבלата А.В. [23] и Ахтямова А.Р. [24], демонстрируют попытки автоматизировать оценку энергоэффективности, однако, они обладают характерными недостатками, не позволяющими оценить причины отклонений от расчетных объемов энергопотребления.

По результатам реализации Программы энергосбережения (ПЭС) ПАО «НК «Роснефть» 2009–2014 начальником Управления энергоэффективности и энергосбережения ПАО «НК «Роснефть» А.С. Зуевым в статье [19] был сделан вывод о том, что реализация Программы энергосбережения не всегда приводит к снижению УРЭ. Неожиданный рост УРЭ может быть вызван технологическими и геологическими факторами, методики учета которых еще не отработаны. Отклонение за счет влияющих факторов ставит под сомнение экономию по мероприятиям Программы энергосбережения. По мнению А.С. Зуева это обусловлено недостатками планирования энергопотребления, отсутствия отраслевой методологии планирования УРЭ для всех действующих в Компании месторождений.

Решением задачи выявления и анализа факторов занимаются также в ПАО «Газпромнефть». Как изложено в работе Н. Чинковой «Газпромнефть: Программа энергоменеджмента» [25], единая система и методы факторного анализа отклонений УРЭ от плановых показателей в настоящее время отсутствуют. Например, в соответствии с ГОСТ Р 56743-2015 Измерение и верификация энергетической эффективности сам принцип оценки заключается в результативности реализации энергосберегающих мероприятий. Это обусловлено тем, что производить факторный анализ по всему фонду скважин в целом с достаточной достоверностью не представляется возможным в связи с наличием больших массивов данных измерений технологических и геологических параметров. В этой ситуации практически невозможно в режиме оперативного планирования и оперативной отчетности проанализировать, какие из параметров и на какой части фонда оказывают значительное влияние на УРЭ, а также то, насколько данные измерений применимы для проведения корректирующих организационно-технических мероприятий [26].

Одним из подходов к факторному анализу УРЭ, нашедшим широкое применение в практике, является статистический анализ энергопотребления механизированного фонда с выявлением группы воспроизводимых наиболее влияющих и часто встречающихся факторов. При этом анализируются суммарные эффекты от реализации энергосберегающих мероприятий, средневзвешенные КПД и напоры по фонду.

Этот подход, с одной стороны, расширяет возможности оперативного планирования и отчетности, так как решает задачу распределения отклонения той части потребления электроэнергии в составе УРЭ, которая в выборке имеет наибольший вес и частоту появления. С другой стороны, укрупненные группы могут содержать в себе невыявленные факторы, величина которых неизвестна. В ряде случаев сгруппированные факторы могут отклоняться по величине за допустимые пределы, вследствие чего возможно возникновение значительных объемов необъясненного энергопотребления.

Другим подходом к факторному анализу выступает метод экспертных оценок. Для выявления факторов специалисты, работающие непосредственно с фондом и данными измерений его параметров, имея опыт наблюдений, могут локализовать группы скважин и группы причин, по которым возможно отклонение по энергопотреблению. По результатам такой локализации анализируются только те результаты измерений, которые участвуют в формировании факторов, потенциально оказывающих наибольшее влияние на УРЭ [22].

Сбор достоверных данных об энергопотреблении, не перемежающихся с данными других процессов, обеспечивает единство и требуемую точность измерений. Автоматизация позволяет реализовывать системы контроля энергоэффективности на базе этих измерений, которые могут использовать внедренные автоматизированные системы технического учета электроэнергии (АСТУЭ).

Системы контроля энергоэффективности (СКЭ), функционирующие на базе автоматизированных систем учета энергии, представляют собой программно-технические комплексы, производящие вычисления удельных расходов электроэнергии или других показателей энергетической эффективности на основании данных учета и данных об объемах добычи нефти. СКЭ производят вычисления, основанные на данных об энергопотреблении, собранных с АСУТЭ, и данных о добыче пластовой продукции с учетом содержания в ней воды, поступающих с Центральных диспетчерских систем (ЦДС) или Комплексных информационно-измерительных и управляющих системах (КИУС) [27]. Современные СКЭ функционально не предназначены для выявления причин отклонений показателей энергетической эффективности. При всей сложности и дороговизне разрабатываемых программно-технических продуктов ни один из них не способен выявлять и количественно оценивать факторы, влияющие на результирующие показатели [28].

Основными потребителями электроэнергии при механизированной добыче нефти являются погружные установки электроцентробежных насосов (УЭЦН). В ходе реализации концепции энергосберегающего дизайна УЭЦН, изложенного Тарасовым В.П. в работе [3], впервые обозначены подходы к поузловому анализу энергетической эффективности погружного оборудования. На основе оценки параметров работы погружных установок обозначена задача по созданию системы мониторинга энергопотребления – первого концептуального прототипа системы контроля энергоэффективности.

В работе [11] Тарасов В.П., Куряев С.В. и Голубь И.М., специалисты Центра экспертной поддержки и технического развития ПАО «НК «Роснефть», основываясь на опыте реализации мероприятий по повышению энергоэффективности, указывают на важность точности расчета энергопотребления при оценке энергетической эффективности. Внедрение СКЭ частично решает данную проблему, позволяя получать более точные данные об энергопотреблении фонда скважин, однако, не выделяет непроизводительные потери из общего потребления, отнесенного на процесс механизированной добычи.

Попытка создания СКЭ с учетом влияния воздействия факторов была предпринята в программном комплексе Шушакова А.А. [29]. Данные, полученные с автоматизированных систем учета энергоресурсов, и эксплуатационные параметры работы скважин позволяют при неавтоматизированном учете факторов осуществлять подбор погружных установок в соответствии с выявленным энергосберегающим потенциалом. Позднее в работе [30] был предложен алгоритм, позволяющий существующей системе производить автоматизированный бенчмаркинг удельного потребления электроэнергии по отношению к «лучшим практикам».

Приведенный обзор позволяет сделать вывод о том, что ключевой проблемой при оценке энергетической эффективности механизированной добычи можно назвать недостаточную репрезентативность результирующих показателей УРЭ, которые при осуществлении базовых расчетов в несопоставимых условиях не позволяют определить места и объемы потерь, возникающих вследствие нерационального расходования энергоресурсов. При этом показатели, характеризующие воздействие факторов на УРЭ, часто не принимаются в расчет системами контроля энергоэффективности, так как невозможно определить в каком случае фактор оказывает влияние, а в каком нет. Вследствие этого возникает задача по определению степени влияния того или иного фактора, а также выбора методов измерений, на основании которых будет сделана количественная оценка степени его воздействия на удельное энергопотребление.

Обобщая вышесказанное, вопросам автоматизации выявления факторов не было уделено необходимое внимание. Проблему количественного оценивания факторов возможно рассматривать исключительно в контексте построения сложной нелинейной модели, где контролируемые параметры работы фонда выступают в качестве входных переменных, а выходные данные позволят производить количественную оценку их влияния на УРЭ.

Модель влияния факторов на удельное энергопотребление

Для разработки концепции усовершенствованной СКЭ необходимо выявить факторы, способные оказывать влияние на энергетическую эффективность работы механизированного фонда и определить методы их расчета.

Принимая во внимание составной характер механизированного фонда, учет влияющих факторов должен осуществляться учетно-балансовым методом. При этом в первую очередь выявляются факторы, которые возможно установить путем прямых измерений [16].

Для этого в соответствии с порядком формирования энергобаланса предприятия определяется фактический объем потребления электрической энергии на механизированную добычу за определенный период по счетчикам электроэнергии, либо данным АСТУЭ. По данным ЦДС принимается объем добычи по фонду за тот же период. В результате определяется удельный расход электроэнергии на механизированную добычу, без коррекции на объем влияния факторов, который сравнивается с энергетической базовой линией [31]. При соответствии фактических объемов добычи плановым, отклонение УРЭ от базовой линии будет указывать на воздействие факторов.

Объемы потребления электроэнергии в зависимости от направления изменения величин прибавляются или вычитаются из общих объемов, что позволяет привести значение УРЭ к сопоставимым условиям для сравнения с энергетической базовой

линией. При изменении объемов добычи по фонду, приведение фактического УРЭ к базовой линии осуществляется методом пропорции. Пример анализа отклонений УРЭ на механизированную добычу на одном из месторождений Красноярского края от планируемого потребления (базовой линии) приведен на рисунке 2.

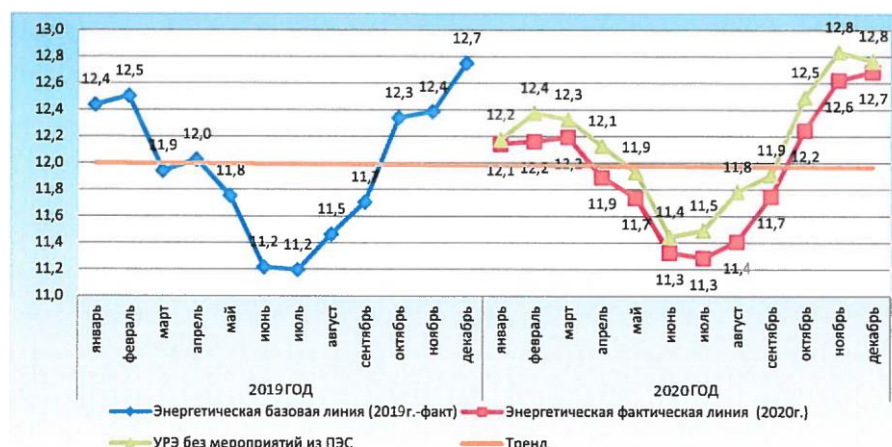


Рис. 2. Анализ отклонений УРЭ от базовой линии за счет влияния мероприятий Программы энергосбережения

Fig. 2. Analysis of the deviations of the URE from the baseline due to the impact of the Energy Saving Program measures

Планирование расхода электроэнергии выполняется путем отнесения суммарного значения УРЭ в определенных долях для каждого технологического процесса, при этом за базу принимаются фактические (прогнозные) значения УРЭ за год, относительно которого происходит планирование. Базовые значения УРЭ корректируются с помощью коэффициентов и функций, на основании чего рассчитываются плановые УРЭ на будущий период. Точность планирования при этом напрямую зависит от корректности исходных измеряемых данных, принимаемых для расчета.

К факторам, поддающимся прямым измерениям, можно отнести:

- *вертикальный приведенный динамический уровень* – глубина, с которой необходимо поднять жидкость из скважины на поверхность. Измерения при этом производятся либо автоматизированными системами скважинной телеметрии, либо с помощью погружных гидростатических уровнемеров. В процессе эксплуатации часто применяется способ вычисления динамического уровня по давлению на приеме насоса;
- *средневзвешенная плотность жидкости* определяется по результатам измерений плотности с помощью ареометров отобранных скважинных проб пластовой жидкости;
- *средневзвешенное линейное давление* определяется по режимным данным, которые поступают на автоматизированные рабочие места (АРМ) и ЦДС с датчиков измерения давления систем контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Результаты прямых измерений применяются для получения косвенных измерений напора по фонду, изменение которого напрямую влияет на динамику УРЭ, вследствие своего влияния на изменение потребления электроэнергии за счет напора.

Аналогично оказывает влияние изменение структуры фонда скважин. В этом случае в составе показателя УРЭ под влиянием оказывается составляющая потребления электроэнергии и рассчитывается как соотношение фактического КПД к расчетному по фонду в целом.

К косвенным измерениям величин факторов, влияющих на УРЭ, также следует отнести эффект от реализуемых энергосберегающих мероприятий.

По результатам факторного анализа в балансе потребления электроэнергии текущего периода по отношению к базовому, с учетом изменения объемов добычи, наблюдается необъясненное изменение энергопотребления.

В практике проведения факторного анализа УРЭ крупными нефтедобывающими компаниями [7, 18, 22] необъясненное изменение энергопотребления в процессе механизированной добычи методом экспертных оценок распределяется на влияние факторов, воздействие которых наиболее вероятно. Применяемым на практике способом распределения [19] является отнесение необъясненного объема на энергосберегающий эффект реализованных на механизированном фонде мероприятий в тех случаях, когда

выявить все факторы не представляется возможным. При реализации данной методики необъясненный эффект принимается как реализация энергосберегающего потенциала на фонде и характеризует величину энергосберегающего эффекта, полученного за счет энергосберегающего дизайна. Если ранее был приведен расчет для оценки фактического эффекта по энергосберегающим мероприятиям, то данным способом оценивается эффект энергосбережения, полученный за счет дизайнов погружного оборудования механизированной добычи. При этом, величина эффекта от реализации энергосберегающего потенциала на механизированном фонде добычи нефти не должна превышать 50% от суммарного энергосберегающего эффекта по процессу механизированной добычи, влияющего на УРЭ [16].

Согласно методике ПАО «Газпромнефть», если эффект от энергосберегающего дизайна превышает половину от общего эффекта, влияющего на УРЭ, то необходимо дополнительно выявлять факторы неэффективности, либо объективные факторы относящиеся к прочим, не учтенным при расчете УРЭ [22]. Эта методика также применяется в случаях, когда после учета укрупненных факторов и приведения условий к сопоставимым с расчетными наблюдается превышение потребления относительно рассчитанного для энергетической базовой линии. Классифицировать прочие объективные факторы можно в зависимости от изменений структуры фонда скважин, от изменений параметров эксплуатации фонда и от изменений геологических параметров эксплуатации [18, 22].

Основной принцип оценки УРЭ ($\omega_{жмд}$) выражен следующей формулой:

$$\omega_{жмд} = 2,724 \cdot 10^{-3} \frac{K_1 \cdot K_2}{\eta_{мд}} \left(1 + 1 \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma \Phi \cdot \rho_{ж} + \frac{\rho_{н}}{100 - \rho_{н}} \right) \cdot (H_{д} + P_{лин}) [\text{кВтч} / \text{т}] \quad (1)$$

где $2,724 \cdot 10^{-3}$ – переводной коэффициент работы в кВтч по отношению к единицам системы СИ, K_1 – коэффициент изменения УРЭ за счет напора, K_2 – коэффициент изменения УРЭ за счет структуры фонда (КПД добычи). Формула показывает влияние на энергопотребление механизированной добычи по фонду в целом с учетом средневзвешенных показателей за рассматриваемый период, таких как газовый фактор, плотность добываемой жидкости с учетом обводненности, средневзвешенное линейное давление и приведенный динамический уровень.

Формулы определения средневзвешенных данных за год на основании данных по месяцам, составляющих результирующий показатель энергоэффективности, являются универсальными и применяются для расчета всех средневзвешенных годовых величин. Для примера приведена формула расчета средневзвешенного линейного давления:

$$P_{лин} = S(P_{линi} \cdot Q_{жи}) / SQ_{жи}, \quad (2)$$

где $P_{лин}$ – средневзвешенное линейное давление, м.; $P_{линi}$ – средневзвешенное линейное давление в i -ом периоде, м.; $Q_{жи}$ – плановый физический объем жидкости за i -ый период, тыс.м³ (т).

Средневзвешенное линейное давление ($P_{лин}$) является технологическим показателем работы нефтяных скважин, определяющим гидравлическое сопротивление в промысловом трубопроводе, которое необходимо преодолеть для прокачки жидкости от скважины до групповой замерной установки и далее до дожимной насосной станции или установки подготовки нефти. Расчет показателя за базовый год выполняется по данным технологического режима нефтедобывающих скважин. Средневзвешенный показатель за месяц, а также средневзвешенный показатель за год рассчитываются по формуле (2).

Количество скважин механизированного фонда определяется по данным технологического режима работы нефтедобывающих по категории фонда – средний действующий фонд скважин, дающих продукцию. К фонду скважин с ЭЦН относятся скважины, оборудованные всеми видами динамических насосов (центробежные, струйные).

Вертикальный приведенный динамический уровень ($H_{д}$) является технологическим показателем работы нефтяных скважин, связанным с разработкой месторождений. Он определяет глубину, с которой жидкость из скважины необходимо поднять на поверхность. Определить величину приведенного динамического уровня можно по формуле:

$$H_{\text{д}}^* = \frac{(H_{\text{ВД}} - H_{\text{насос}}) \cdot \rho_{\text{ж}} + H_{\text{насос}} \cdot \rho_{\text{н}} + 10 \cdot (P_{\text{затр}} - P_{\text{заб}})}{\rho_{\text{н}}}, \quad (3)$$

Забойное давление рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{затр}} + P_{\text{ст.затр}} + P_{\text{ст.эк}}, \quad (4)$$

давление столба нефти в затрубном пространстве по формуле:

$$P_{\text{ст.затр}} = \frac{(H_{\text{насос}} - H_{\text{д}}^*) \cdot \rho_{\text{н}}}{10}, \quad (5)$$

давление столба жидкости в стволе скважины от приема насоса до верхних отверстий перфорации по формуле:

$$P_{\text{ст.эк}} = \frac{(H_{\text{ВД}} - H_{\text{насос}}) \cdot \rho_{\text{ж}}}{10}, \quad (6)$$

где:

$$H_{\text{ВД}} = H_{\text{ВД}}^{\text{замер}} - \text{Удл}_{\text{ВД}}, \quad (7)$$

$$H_{\text{насос}} = \begin{cases} (H_{\text{насос}}^{\text{замер}} - \text{Удл}_{\text{насос}}), & \text{если } \text{Удл}_{\text{насос}} \text{ известно,} \\ H_{\text{насос}}^{\text{замер}} \cdot \left(1 - \frac{\text{Удл}_{\text{ВД}}}{H_{\text{ВД}}}\right), & \text{если } \text{Удл}_{\text{насос}} \text{ не известно,} \end{cases} \quad (8)$$

$$\rho_{\text{ж}} = \frac{\rho_{\text{в}} \cdot B + \rho_{\text{н}} \cdot (100 - B)}{100}. \quad (9)$$

По каждой скважине, удовлетворяющей указанным требованиям, производится расчет приведенного динамического уровня. Затем производится усреднение этого показателя по всем скважинам с нормированием по режимному дебиту жидкости.

$$H_{\text{Дерев}}^* = \frac{\sum (Q_{\text{ж}} \cdot H_{\text{д}}^*)}{\sum Q_{\text{ж}}}. \quad (10)$$

Расчет таких показателей как средневзвешенная объемная обводненность добываемой продукции (В), средневзвешенная плотность воды ($\rho_{\text{в}}$) и средневзвешенная плотность нефти ($\rho_{\text{н}}$) за базовый год выполняется по данным технологического режима нефтедобывающих скважин [32].

Средневзвешенные показатели за месяц, а также средневзвешенный показатель за год определяется по формуле (2), при этом показатель $\rho_{\text{в}}$ – рассчитывается на объем воды (объем воды рассчитывается как произведение объема жидкости на объемную обводненность), $\rho_{\text{н}}$ – рассчитывается на объем нефти, В – рассчитывается на объем жидкости.

Исходные данные по объемам и жидкости, количеству скважин должны оцениваться в сопоставимых условиях за один временный период.

Показатели средневзвешенная объемная обводненность добываемой продукции (В), средневзвешенная плотность воды ($\rho_{\text{в}}$) и средневзвешенная плотность нефти ($\rho_{\text{н}}$) на плановый год принимаются по данным технологического режима скважин добычи нефти.

Показатель КПД насосов ЭЦН ($\eta_{\text{мд}}$) по фонду не определяет истинное значение КПД насосов ЭЦН и применяется только для расчета отклонений от базового года, для учета обоснованного снижения или увеличения расхода электроэнергии. Физический смысл формулы описывает зависимость увеличения номинального КПД ЭЦН при увеличении паспортной подачи насосов и рассчитывается по формуле, как для месячного, так и для годового показателя [8]:

$$\eta_{\text{мд}} = 0,0502 \cdot \ln(Q_{\text{ж}}^{\text{ф}} / Q_{\text{ж}}^{\text{б}}) + 0,2855 \quad (11)$$

Эмпирические коэффициенты 0,0502 и 0,2855 не являются постоянными величинами и зависят от целого ряда показателей работы оборудования [7]. Величины коэффициентов периодически подтверждаются [20].

Оценивая УРЭ в отчетном периоде относительно базового, можно столкнуться с ситуацией, когда причины изменения потребления электроэнергии неочевидны. Поэтому необходимо производить факторный анализ УРЭ, который будет указывать на источники изменения потребления электроэнергии. Это позволит давать оценку

изменению показателя в динамике. Например, энергосберегающий эффект, достигнутый при реализации потенциала энергосбережения путем внедрения энергосберегающих мероприятий, может оказывать влияние на удельный расход электроэнергии [10]. Это влияние будет рассматриваться как влияние мероприятий Программы энергосбережения (ПЭС) на УРЭ, как отдельный фактор. В целом энергосберегающие мероприятия можно разделить на три типа по отношению к УРЭ: 1) *непосредственно направленные на повышение энергетической эффективности* т.е. при их внедрении УРЭ снижается [33]; 2) *направленные на поддержание текущего уровня* если в отчетном периоде была задействована УЭЦН с более высоким КПД по отношению к базовому периоду, то ее замена на другую энергоэффективную установку просто будет поддерживать ранее достигнутый уровень и уже не окажет значительного влияния на энергоэффективность, такие мероприятия не влияют на УРЭ; 3) *на снижение абсолютного энергопотребления* при падении дебита скважинной продукции нецелесообразно применять высокопроизводительную установку без смены режима. Вследствие замены на менее производительную с меньшим потреблением, снижается и потребление, и дебит, УРЭ остается в тех же пределах, а значит, на него данный тип мероприятий также не оказывает влияние.

Рассмотрим расчет энергосберегающего эффекта, оказывающего влияние на УРЭ.

Применим способ, основанный на фактических параметрах станции управления (СУ) (расчет по данным замеров U , I , $\cos\phi$) и на фактических данных о потреблении по счетчику электроэнергии (может входить в состав СУ) [9].

Для расчетов по параметрам СУ объем эффекта выражается формулой:

$$\omega_{\text{жМД}} = (N_{\text{расч.СУ}} \cdot t) / Q_{\text{ж}} = ((1,73 \cdot U_{\text{оптпайки}} \cdot U_{\text{выхСУ}} / U_{\text{СетиНом}} \cdot U_{\text{раб}} \cdot \cos\phi / 1000) \cdot t) / Q_{\text{ж}} \text{ [кВтч/м}^3\text{]}. \quad (12)$$

Для расчетов по фактическим данным о потреблении по счетчику электроэнергии объем эффекта выражается формулой:

$$\omega_{\text{жМД}} = Wh / Q_{\text{ж}} \text{ [кВтч/м}^3\text{]}. \quad (13)$$

При оценке энергосберегающих эффектов от реализации мероприятий замеры и расчеты для указанных способов необходимо проводить два раза: первый раз перед реализацией энергосберегающего мероприятия и второй раз после выхода скважины на установившийся режим работы. Подтверждение фактической экономии энергоресурсов от реализации мероприятий на основе факторного анализа отклонения фактического УРЭ на механизированную добычу жидкости от расчетного УРЭ.

Анализ влияния прочих факторов на удельное энергопотребление

Рассмотрим факторы, влияющие на УРЭ, не связанные с реализацией энергосберегающего потенциала на механизированном фонде и относящиеся к прочим.

Фактор, связанный с вводом новых объектов, включает в себя ввод или принятие на баланс объектов, потребление которых не учтено через УРЭ механизированной добычи. Рассчитывать влияние фактора возможно двумя способами: для новых объектов принимается произведение установленной мощности, коэффициента спроса, принимаемого на основании проектных решений и времени использования; для принятых на баланс существующих объектов следует принимать фактическое потребление электроэнергии за предыдущий год.

Фактор, связанный с изменением схем поставки электроэнергии, подразумевает ввод объектов электросетевого комплекса, приводящих к увеличению потерь в сетях 0,4-110 кВ и относимых на потребление нефтедобывающего предприятия (исключая потребление гражданскими объектами и потребление подрядными организациями).

Инфраструктурные ограничения как фактор включает в себя снижение потребления электроэнергии при вводе ограничений по энергетике или инфраструктуре добычи либо сдачи нефти.

Фактор влияния метеоусловий представляет собой объем изменений потребления электроэнергии на электрообогрев за счет изменения средней температуры воздуха в отчетном году относительно базового. Рассчитывать его следует как произведение потребляемой на электрообогрев мощности и увеличения длительности холодного периода относительно базового года.

Изменение сроков снятия показаний приборов учета при отсутствии автоматизации учета как фактор, возникает при несоответствии фактического потребления электроэнергии, учтенному в отчетный период за счет несвоевременного снятия показаний приборов учета. Проявляется при наличии сложных

инфраструктурных и климатических условий, при этом расчетное потребление электроэнергии за срок между фактическим снятием показаний приборов учета и последним числом месяца.

Изменение учета по процессам необходимо учитывать в качестве фактора, если происходит перераспределение электроэнергии между технологическими процессами, при уточнении схем учета электроэнергии, и включение в объем потребления ранее не учитываемой электроэнергии.

Стоит отдельно рассмотреть следующие структурные факторы, которые зависят от состава оборудования на фонде скважин с УЭЦН.

Увеличение фонда СУ с ЧРП (частотно-регулируемыми приводами) несет в себе изменение потерь электроэнергии в ЧРП и рассчитывается как произведение количества СУ с ЧРП относительно базового года на потери мощности в одном ЧРП и на время использования [34].

Изменение фонда УЭЦН с газосепараторами позволяет оценить изменение потерь электроэнергии в газосепараторах, при этом рассчитывать фактор следует аналогично предыдущему фактору.

Фактор, связанный с изменением потерь в кабельной линии УЭЦН, оценивается при изменении сечения кабеля по фонду УЭЦН [15].

Изменение частоты на фонде УЭЦН и изменение фонда УЭЦН по КПД оценивается как разница средней частоты и среднего КПД на фонде и тех же параметров в базовом году [17].

Изменение вязкости нефти и изменение газового фактора – изменение потребления электроэнергии на подъем скважинной продукции за счет изменения свойств флюида [35, 36].

Изменение устьевого давления учитывается в формуле расчета приведенного динамического уровня и включает в себя как изменение глубины подвести ЭЦН и изменение забойного и затрубного давления, что влечет за собой изменение гидравлических потерь [37].

Линейное давление при преодолении гидравлического сопротивления длинных нефтесборов учитывается фактором – *изменение устьевого давления*, который возникает при вводе новых скважин на удаленных месторождениях относительно большинства скважин фонда.

Снижение фонда энергоэффективных ПЭД возникает при росте потерь электроэнергии в кабельной линии и росте тока при переходе с вентильных ПЭД или ПЭД с повышенным напряжением на двигатели стандартного исполнения [38, 21].

Снижение диаметра насосно-компрессорных труб (НКТ) ведет к росту гидравлических потерь энергии в НКТ при подъеме жидкости на поверхность.

Перечисленные факторы как параметры, которые возможно выразить численно, поддаются прямым и косвенным измерениям и оказывают непосредственное влияние на энергетическую эффективность механизированного фонда, выраженное через УРЭ. При этом каждый фактор должен обладать весовым коэффициентом и представлен по влиянию на добычу нефти или на энергопотребление [13].

На рисунке 3 в виде гистограммы с накоплением представлен результат расчета абсолютных значений долей в УРЭ, отнесенного на влияние указанных факторов для одного из нефтяных месторождений Красноярского края. По горизонтальной оси обозначены УРЭ за 2019 (фактическое значение – базовая линия или план на 2020 год), объемы вычисленных факторов и результирующий фактический УРЭ за 2020 год.

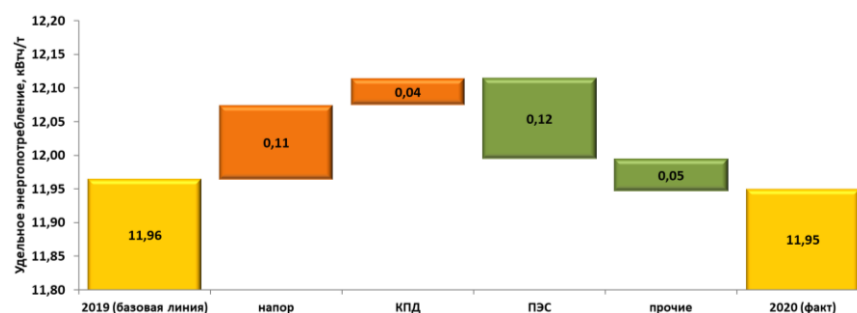


Рис. 3. Анализ влияния факторов влияния на удельное энергопотребление

Fig. 3. Analysis of the influence of influence factors on specific energy consumption

Недостатком факторного анализа УРЭ, применяемого в нефтегазовых компаниях, является невозможность иначе как экспертным путем идентифицировать факторы, относящиеся к прочим. После вычисления факторов по известным методикам объем необъясненного потребления принимается как влияние прочих факторов, которые выбирает эксперт. Далее формируется верификационный расчет, который описывает воздействие факторов или, если они влияют на снижение УРЭ и их объем не превышает 50% от влияния ПЭС, принимается как эффект от энергосберегающего дизайна погружного оборудования.

Для решения проблемы количественного оценивания и достоверного выявления факторов, влияющих на отклонение удельного расхода электроэнергии от планового показателя – базовой линии, может быть применен альтернативный подход. Предлагается создать интеллектуальную модель, в которой при заданных эксплуатационных параметрах, полученных по результатам измерений, станет возможно установить факторы, оказывающие наибольшее влияние на показатель энергоэффективности. При этом, учитывая сложность и многокомпонентность системы процесса механизированной добычи [12] и наличие взаимной зависимости входных параметров, рост величины ошибки по мере введения в расчет факторов, целесообразно применение подходов и реализующих их алгоритмов, учитывающих нелинейность и высокую степень неопределенности влияния факторов на УРЭ.

Концептуальная модель интеллектуальной СКЭ

В целях совершенствования контроля энергетической эффективности комплекса механизированной добычи, предлагается разработать принципиально новую модель, позволяющую на основании сформированных в СКЭ данных о текущем УРЭ идентифицировать, ранжировать и давать количественную оценку степени влияния факторов на показатель энергоэффективности.

Опыт применения искусственных нейронных сетей в нефтяной и газовой промышленности уже позволяет обозначить те направления, в которых их использование позволит результативно решать задачи по обработке эксплуатационной информации. К ним можно отнести проблемы, связанные с анализом больших массивов данных по результатам различных измерений в процессах нефте- и газодобычи, в том числе работу со сложными системами, где наблюдается взаимное влияние факторов [39].

Применение нейросетевой модели для анализа измеримых релевантных геологических и технологических параметров как факторов влияния на УРЭ может стать основой для разработки новой СКЭ, позволяющей выявлять отклонения УРЭ с локализацией по фонду и, что главное, обозначать причины отклонений от плановой величины потребления электроэнергии [40].

Для разработки нейросетевой модели предлагается проанализировать данные об уровне энергоэффективности процесса добычи нефти на отдельно взятом месторождении на каждый месяц за последние пять лет. Из всех показателей процесса добычи нефти выбраны основные показатели, влияющие на УРЭ.

К факторам, поддающимся прямым измерениям, можно отнести:

- Вертикальный приведенный динамический уровень;
- Средневзвешенная плотность жидкости;
- Средневзвешенное линейное давление.

Результаты перечисленных прямых измерений применяются для получения косвенных измерений напора по фонду, изменение которого уже напрямую влияет на динамику УРЭ, ввиду своего влияния на изменение потребления электроэнергии за счет напора.

К косвенным измерениям величин факторов, влияющих на УРЭ, относятся:

- Напор гидравлический;
- Средневзвешенная плотность воды;
- Средневзвешенная плотность нефти;
- Газовый фактор;
- Добыча жидкости на одну скважину с УЭЦН;
- КПД скважин с УЭЦН;
- КПД насосов УЭЦН – описывает зависимость увеличения номинального КПД УЭЦН при увеличении паспортной подачи насосов;
- Количество дней в месяце – характеристика для оценки объема энергопотребления и приведения среднего межремонтного периода по фонду.

Для того чтобы установить взаимосвязи между результативными и факторными показателями предлагается применить нейросетевую модель. Для реализации

факторного анализа предлагается применять модель, которая оптимизирует квадрат потерь с помощью *LBFGS* (алгоритм Бroyдена – Флетчера – Гольдфарба – Шанно с ограниченным использованием памяти).

По результатам построения нейросети, полученную выборку входных факторов необходимо разделять на тестовую и обучающую в процентном соотношении 80 на 20. С помощью обучающей выборки проходит обучение нейросети, а тестовая выборка предназначена для расчета показателя качества построенной модели. Далее, осуществляя полный перебор возможных комбинаций входных факторов, выбираются те комбинации, которые приводят к существенному уменьшению ошибки. Выбранные комбинации, анализируются экспертом, который соотносит набор факторов и ошибку модели, выбирая наилучшую с его точки зрения комбинацию.

Концептуальная модель новой системы контроля энергоэффективности с автоматизированным факторным анализом проиллюстрирована на рисунке 4.

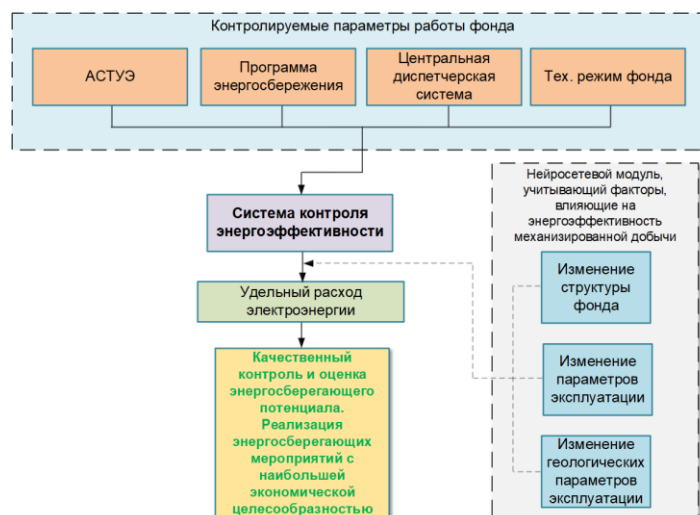


Рис. 4. Модель системы контроля энергоэффективности с автоматизированным факторным анализом

Fig. 4. Model of the energy efficiency control system with automated factor analysis

Результаты работы предлагаемого авторами нейросетевого модуля факторного анализа в составе СКЭ позволят установить взаимосвязи между факторами и ранжировать их по степени влияния на УРЭ. Обученная нейросеть способна прогнозировать будущее влияние факторов для системы, при сохранении относительной стационарности моделируемых процессов, тем самым позволяя эффективно планировать мероприятия, направленные на повышение энергоэффективности механизированной добычи.

Использование подхода с применением искусственных нейронных сетей позволит повысить достоверность контроля энергоэффективности при выявлении и оценке факторов. Предложенная автоматизированная система будет выступать в роли системы поддержки принятия решений для специалистов, осуществляющих планирование, прогнозирование и мониторинг показателей энергоэффективности и энергосберегающих мероприятий.

Заключение

Применение удельного расхода электроэнергии на механизированную добычу нефти в качестве показателя энергоэффективности позволяет оценивать текущий уровень энергетической результативности и выявлять потенциал дальнейшего энергосбережения. Применение именно удельного, а не интегрированного показателя наилучшим образом соответствует самому определению энергоэффективности.

Для осуществления контроля удельного расхода электроэнергии на механизированном фонде добывающих скважин необходимо создать систему автоматизированного учета энергии, дополненную возможностями факторного анализа отклонений от плановых значений. Применение интеллектуальных методов анализа данных позволит осуществлять оптимальный выбор факторов отклонений удельного расхода электроэнергии и повысить достоверность контроля энергоэффективности.

По результатам выявления и оценки влияния факторов, станет возможно:

1. Получить достоверное, нормализованное и релевантное значение УРЭ в

сопоставимых условиях, которое с достаточной точностью будет характеризовать энергетическую эффективность работы механизированного фонда добычи нефти;

2. Оценивать качество энергосберегающего дизайна погружного оборудования по величине полученного энергосберегающего эффекта, отделенного от необъясненного снижения энергопотребления, вызванного неучтенными факторами;

3. Оценивать энергосберегающий эффект по ряду мероприятий более точно с учетом значимых факторов, тем самым позволяя повысить достоверность выводов о причинах отклонений энергопотребления и оценки экономической эффективности энергосберегающих проектов.

Построение нейросетевой модели позволит разработать алгоритмическое и программно-техническое обеспечение для анализа влияния конфигурации погружного оборудования на энергоэффективность с учетом геологических и технологических параметров фонда.

В дальнейшем станет возможным создание усовершенствованной и более эффективной системы контроля параметров оборудования и среды, влияющих на показатели энергоэффективности механизированной добычи нефти. В результате перехода к новой системе контроля будет возможно рассматривать УРЭ как репрезентативный показатель энергетической эффективности механизированной добычи, а применение интеллектуальных методов анализа данных позволит рассматривать новую СКЭ как единый измерительный комплекс.

Литература

1. Шишкин А.Н. Повышение энергоэффективности в ОАО «НК Роснефть» // Материалы 2 Международного форума ENES Expo. 2013.
2. Worth D. et al. Assessment of artificial lift methods for a heavy oil field in Kuwait // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. V. 180. pp. 835-843.
3. Тарасов В.П. Энергосберегающий дизайн УЭЦН // Инженерная практика. 2010. № 3. С. 26-32.
4. Filimonova I.V. et al. Efficiency of oil companies in Russia in the context of energy and sustainable development // Energy Reports. 2020. V. 6. pp. 498-504.
5. Struchkov I.A., Roschin P.V. Energy efficiency challenge of waxy oil production by electric submersible pumps // Resource-Efficient Technologies. 2017. V. 3. № 2. pp. 194-197.
6. Carpio R.R. et al. Short-term oil production global optimization with operational constraints: A comparative study of nonlinear and piecewise linear formulations // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. V. 198. pp. 108141.
7. Каверин М.Н., Куряев С.В. Методика планирования и анализа энергоэффективности добычи нефти // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2012. № 3. С. 58-62.
8. Стариков А. В., Живаева В. В., Полежаев Д. Ю. Энергоэффективный подход к выбору оборудования установки погружного насоса // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. 2017. №. 2. С. 130-138.
9. Ивановский В.Н. и др. Вопросы энергоэффективности установок электроприводных центробежных насосов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 4. С. 25-30.
10. Ивановский В.Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. 2011. № 6. С. 18-26.
11. Тарасов В.П., Куряев С.В., Голубь И.М. Использование специализированного ПО для расчета энергопотребления на механизированном фонде скважин // Инженерная практика. 2016. № 3. С. 22-26.
12. Байков И.Р. и др. Энергопотребление добывающего предприятия как сложной системы при заводнении продуктивных пластов // научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». 2018. №. 4. С. 9-19.
13. Галяутдинов И.М. Совершенствование методики формирования инвестиционной программы энергосбережения на предприятиях нефтедобычи на основе интегрального индекса потенциальных потерь // Экономика и предпринимательство. 2016 №6 (71). С. 976-982.
14. Yáñez E. et al. Unravelling the potential of energy efficiency in the Colombian oil industry // Journal of Cleaner Production. 2018. V. 176. pp. 604-628.

15. He L. I. U. et al. Development and prospect of separated zone oil production technology // *Petroleum Exploration and Development*. 2020. V. 47. №. 5. pp. 1103-1116.
16. Музычук П.С. Повышение энергоэффективности эксплуатации механизированного фонда скважин // *Электронный научный журнал «Neftegaz.ru»*. 2019. №10. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/dobycha/500661-povyshenienergoeffektivnosti-ekspluatatsii-mekhanizirovannogo-fonda-skvazhin/>
17. Ковалева Н.А., Глотов А.А., Денчик Ю.М. Основные факторы влияния на качество функционирования электрических сетей северных месторождений полезных ископаемых // *Электротехника. Энергетика. Машиностроение: в 3 ч.: сборник научных трудов I международной научной конференции молодых учёных. Часть 2. Секция «Энергетика»*. г. Новосибирск; 2-6 декабря 2014 г. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014 г. 287 с.
18. Зуев. А.С. Энергоэффективность нефтедобычи: корпоративные технологии управления // *Нефтегазовая вертикаль – Технологии/специальное приложение*. 2014. № 1. С. 11-15.
19. Зуев А.С. Стратегия повышения энергоэффективности компании ОАО «НК» Роснефть // *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2016. №. 3. С. 30-33.
20. Якимов С. Б., Каверин М. Н., Тарасов В. П. Оптимизация сечения кабеля УЭЦН – простая эффективная технология энергосбережения // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. № 3. С. 53.
21. Якимов С.Б., Каверин М.Н., Цыбин А.В., et al. Погружные электродвигатели с повышенным напряжением – двойной эффект без инвестиций // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. № 3. С. 75.
22. Журавлев В., Кибирев Е., Музычук П. Энергосбережение рубль бережет // *Нефтегазовая вертикаль. Технологии и сервис*. 2017. № 9. С. 20-82.
23. Вейнблат А.В. и др. Аналитическая информационная система. Энергоэффективность нефтегазового предприятия. 2018.
24. Ахтямов А.Р. и др. Программа информационной системы управления механизированным фондом скважин. 2019.
25. Чинкова Н. Газпромнефть: программа энергоменеджмента // *Нефтегазовая вертикаль*. 2011. №. 21.
26. Vargas R.E. V., et al. A realistic and public dataset with rare undesirable real events in oil wells // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. V. 181. pp. 106223.
27. Павлова З.Х., Краснов А.Н., Балтин Р.Р. Современные технологии приемапередачи измерительной информации для организации сенсорных сетей мониторинга объектов нефтегазовой отрасли // *Международный научно-исследовательский журнал*. 2017. № 5-3 (59). С. 79-81.
28. Троицкий-Марков Т. Е., Сенновский Д. В. Принципы построения системы мониторинга энергоэффективности // *Мониторинг. Наука и безопасность*. 2011. Т. 4. С. 34-39.
29. Шушаков А. А. и др. ЭРА: Мехфонд: Подбор УЭЦН. 2016.
30. Shushakov A. A. et al. ERA: Production—an integrated platform for increasing the efficiency of the operation of the artificial lift and oil fields (Russian) // *Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry*. 2017. pp. 60-63.
31. Luzyanin I., Petrochenkov A. Detection of Changes in Oil Well Power Consumption Profile on the Basis of Dynamic Time Warping Algorithm // *Proceedings of International Conference on Applied Innovation in IT*. Anhalt University of Applied Sciences, 2018. V. 6. №. 1. pp. 1-10.
32. Cortes B., Araujo L. R., Penido D.R. R. Electrical submersible pump system model to assist oil lifting studies // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. V. 174. pp. 1279-1289.
33. Мартюшев Д.Н. Комплексный подход к энергоэффективности при добыче нефти УЭЦН // *Инженерная практика*. 2011. № 6. С. 72-77.
34. Orr R. Phase Inversion in Heavy Crude Oil Production // *Proceedings of Teknas Conference on Heavy Oil Technology for Offshore Applications*, 14–15 May 2009. Stavanger, Norway, 2009.

35. Valdés J.P., Asuaje M., Ratkovich N. Study of an ESP's performance handling liquid-liquid flow and unstable OW emulsions Part I: Experimental // *Chemical Engineering Science*. 2020. V. 223. p. 115726.
36. Aske N., Kallevik H., Sjöblom J. Water-in-crude oil emulsion stability studied by critical electric field measurements. Correlation to physico-chemical parameters and near-infrared spectroscopy // *Dispersion Science and Technology*. 2002. № 36. pp. 1–17.
37. Генералов И.В., Нюняйкин В.Н., Зейгман Ю.В., и др. Диагностирование работы УЭЦН Самотлорского месторождения // В межвузовском сб. научн. тр. «Нефть и газ – 2010». Уфа, Изд-во УГНТУ, 2010. С. 256-262.
38. Machado A.P. F., Resende C.Z., Cavalieri D.C. Estimation and prediction of motor load torque applied to electrical submersible pumps // *Control Engineering Practice*. 2019. T. 84. pp. 284-296.
39. Koroteev D., Tekic Z. Artificial intelligence in oil and gas upstream: Trends, challenges, and scenarios for the future // *Energy and AI*. 2021. V. 3. pp. 100041.
40. Syed F.I. et al. Artificial lift system optimization using machine learning applications // *Petroleum*. 2020.

Авторы публикации

Цыпленков Сергей Валерьевич – магистрант, Сибирский федеральный университет (СФУ).

Агафонов Евгений Дмитриевич – д-р техн. наук, доцент кафедры «Топливообеспечение и горюче-смазочные материалы» Института нефти и газа Сибирского федерального университета (СФУ).

References

1. Shishkin AN Povishenie energoeffektivnosti v OAO «NK Rosneft». *Materialy 2 Mezhdunarodnogo foruma ENES Expo 2013*.
2. Worth D et al. Assessment of artificial lift methods for a heavy oil field in Kuwait. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019;(Pt 180): 835-843.
3. Tarasov VP Energoberegayushchiy dizayn UECN. *Inzhenernaya praktika*. 2010;3:26-32.
4. Filimonova IV et al. Efficiency of oil companies in Russia in the context of energy and sustainable development. *Energy Reports*. 2020; (Pt 6):498-504.
5. Struchkov IA, Roschin PV Energy efficiency challenge of waxy oil production by electric submersible pumps. *Resource-Efficient Technologies*. 2017;(Pt 3) 2:194-197.
6. Carpio RR et al. Short-term oil production global optimization with operational constraints: A comparative study of nonlinear and piecewise linear formulations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021; (Pt 198):108141.
7. Kaverin MN, Kuryaev SV Metodika planirovaniya i analiza energoeffektivnosti dobichi nefti. *Oborudovanie i tehnologii dlya neftegazovogo kompleksa*. 2012;3:58-62.
8. Starikov AV, Zhivaeva VV, Polezhaev DYU. Energoeffektivniy podhod k vibory oborudovaniya ustanovki pogruzhnogo nasosa. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Tekhnicheskie nauki*. 2017;2:130-138.
9. Ivanovskiy VN, et al. Voprosy energoeffektivnosti ustanovok elektroprivodnykh tsentrobezhnykh nasosov. *Oborudovanie i tehnologii dlya neftegazovogo kompleksa*. 2016;4:25-30.
10. Ivanovskiy VN. Energetika dobichi nefti: osnovnie napravleniya optimizatsii energopotrebleniya. *Inzhenernaya praktika*. 2011;6:18–26.
11. Tarasov VP, Kuryaev SV, Golub IM Ispolzovanie spetsializirovannogo PO dlya rascheta energopotrebleniya na mehanizirovannom fonde skvazhin. *Inzhenernaya praktika*. 2016;3:22–26.
12. Baykov IR i dr. Energopotreblenie dobivayuschego predpriyatiya kak slozhnoy sistemi pri zavodnenii produktivnykh plastov. *Problemi sbora, podgotovki i transporta nefti i neftproduktov*. 2018;4:9-19.
13. Galyautdinov IM Sovershenstvovanie metodiki formirovaniya investitsionnoy

programmi energosberezheniya na predpriyatiyah neftedobichi na osnove integralnogo indeksa potentsialnih poter. *Ekonomika I predprinimatelstvo*. 2016;6 (71):976–982.

14. Yáñez E et al. Unravelling the potential of energy efficiency in the Colombian oil industry. *Journal of Cleaner Production*. 2018; (Pt 176): 604-628. doi: 10.1016/j.jclepro.2017.12.085

15. He LIU et al. Development and prospect of separated zone oil production technology. *Petroleum Exploration and Development*. 2020; (Pt 47): 5:1103-1116.

16. Muzichuk PS Povishenie energoeffektivnosti ekspluatatsii mehanizirovannogo fonda skvazhin. *Elektronniy nauchniy zhurnal «Neftegaz.ru»*. 2019; 10. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/dobycha/500661-povyshenieenergoeffektivnosti-ekspluatatsii-mekhanizirovannogo-fonda-skvazhin/>.

17. Kovaleva NA Osnovnie faktoti vliyaniya na kachestvo funktsionirovaniya elektricheskikh stety severnih mestorozhdeniy poleznih iskopaemih. *Elektrotehnika. Energetika. Mashinostroeniye: v 3 ch.: sbornik nauchnih trudov I mezhdunarodnoy nauchnoy konferentsii molodih uchenih. Chast 2. Sektsiya «Energetika»; 2-6 Dec 2014: Novosibirsk*. 2014. pp. 20–23.

18. Zuev AS Energoeffektivnost neftedobichi: korporativnie tehnologii upravleniya. *Neftegazovaya vertical – Tehnologii/spetsialnoe prilozhenie*. 2014; 1:11-15.

19. Zuev AS Strategiya povysheniya energoeffektivnosti kompanii OAO "NK" Rosneft" *Elektroenergiya. Peredacha I raspredelenie*. 2016;3:30-33.

20. Yakimov SB, Kaverin MN, Tarasov VP Optimizatsiya kabelya UECN – prostaya i effektivnaya tehnologiya energosberezheniya. *Oborudovanie i tehnologii dlya neftegazovogo kompleksa*. 2012;3:53.

21. Yakimov SB, Kaverin MN, Tsybin AV, Kosilov DA, Tarasov VP Pogruzhnie elektrodvigateli s povyshennim napryazheniem – dvoynoy effekt bez investitsiy. *Oborudovanie i tehnologii dlya neftegazovogo kompleksa*. 2012;3:75.

22. Zhuravlev V, Kibirev E, Muzichuk P Energosberezhenie rubl berezhet. *Neftegazovaya vetikal – Tehnologii i servis*. 2017;9:20-82.

23. Veynblat AV et al Analiticheskaya informatsionnaya sistema «Enetgoeffectivnost neftegazovogo predpriyatiya». Patent RUS № 2016663247. 14.10.2016. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=39357578> Accessed: 28 May 2021.

24. Ahtyamov AR et al Programma informatsionnoy sistemi upravleniya mehanizirovannim fondom skvazhin. Patent RUS № 2019617213. 29.03.2019. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=39316543> Accessed: 28 May 2021.

25. Chinkova N Gazpromneft: Programma energomenedzhmenta. *Neftegazovaya vetikal*. 2011;21.

26. Vargas REV et al. A realistic and public dataset with rare undesirable real events in oil wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019; (Pt 181):106223.

27. Pavlova ZH, Krasnov AN, Baltin RR Sovremennye tehnologii priemaperedachi izmeritelnoy informatsii dlya organizatsii sensornih setey monitoringa obektov neftegazovoy otrasli. *Mezhdunarodniy nauchno-issledovatel'skiy zhurnal*. 2017; 5-3 (59): 79-81.

28. Troitskiy-Markov TE, Sennivskiy DV Printsipy postroeniya sistemi monitoringa energoeffektivnosti. *Monitoring. Nauka i bezopasnost*. 2011; (Pt 4): 34-39.

29. Shushakov AA et al ERA: Mehfond: Podbor UECN. Patent RUS № 2016663247. 14.10.2016. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=39357578> Accessed: 28 May 2021.

30. Shushakov AA et al ERA: Production—an integrated platform for increasing the efficiency of the operation of the artificial lift and oil fields. *Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry*. 2017;60-63.

31. Luzyanin I, Petrochenkov A Detection of Changes in Oil Well Power Consumption Profile on the Basis of Dynamic Time Warping Algorithm. *Proceedings of International Conference on Applied Innovation in IT. – Anhalt University of Applied Sciences*. 2018;(Pt 6)1: 1-10.

32. Cortes B, Araujo LR, Penido DRR Electrical submersible pump system model to assist oil lifting studies. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019; (Pt 174): 1279-1289.

33. Martyushev DN Kompleksniy podhod k energoeffektivnosti pri dobiche nefiti UECN.

Inzhenernaya praktika. 2011;6:72-77.

34. Orr R Phase Inversion in Heavy Crude Oil Production. *Proceedings of Teknas Conference on Heavy Oil Technology for Offshore Applications*, 14–15 May 2009. Stavanger, Norway, 2009.

35. Valdés JP, Asuaje M, Ratkovich N Study of an ESP's performance handling liquid-liquid flow and unstable OW emulsions Part I: Experimental. *Chemical Engineering Science*. 2020; (Pt 223):115726.

36. Aske N, Kallevik H, Sjöblom J Water-in-crude oil emulsion stability studied by critical electric field measurements. Correlation to physico-chemical parameters and near-infrared spectroscopy. *Dispersion Science and Technology*. 2002;36:1–17.

37. Generalov IV, Nyunyaykin VN, Zeygman YUV, Gumerov OA Diagnostirovanie raboti UECN Samotlorskogo mestorozhdeniya. V *mezhvuzovskom sb. nauchn. tr. «Neft i gaz – 2010»*. Ufa, 2010. 256-262.

38. Machado APF, Resende CZ, Cavalieri DC Estimation and prediction of motor load torque applied to electrical submersible pumps. *Control Engineering Practice*. 2019;(Pt 84): 284-296.

39. Koroteev D, Tekic Z Artificial intelligence in oil and gas upstream: Trends, challenges, and scenarios for the future. *Energy and AI*. 2021;(Pt 3):100041.

40. Syed FI et al. Artificial lift system optimization using machine learning applications. *Petroleum*. 2020. doi: 10.1016/j.petlm.2020.08.003.

Authors of the publication

Sergey V. Tsyplenkov – Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia.

Evgeny D. Agafonov – Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia.

Получено

26 июля 2021 г.

Отредактировано

17 августа 2021 г.

Принято

24 августа 2021 г.