



АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Арестова¹ А.Ю., Ульянов^{2,3} В.Н., Фролов¹ М.Ю.

¹Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

²ООО «Новосибирский научно-технический центр», г. Новосибирск, Россия

³Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
г. Новосибирск, Россия

<https://orcid.org/0000-0002-6486-4858>, arestova@corp.nstu.ru

<https://orcid.org/0000-0002-5748-4216>, vulyanov@nntc.pro

<https://orcid.org/0000-0003-4408-0316>, m.frolov@corp.nstu.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Рассмотреть особенности системы электроснабжения нефтегазодобывающего комплекса. Разработать алгоритм формирования баланса электроэнергии для расчета доли потребления каждым из технологических процессов, анализа потерь мощности и определения причин небаланса. Адаптировать метод параметрической идентификации вращающихся электрических машин в эксплуатационных режимах для дальнейшей оценки показателей энергоэффективности. Встроить принцип адресности в алгоритм расчета удельного расхода электроэнергии оборудования. Разработать визуализацию прототипа программного обеспечения для мониторинга и контроля показателей энергоэффективности нефтегазодобывающего предприятия. *МЕТОДЫ.* Задача формирования математической модели решается методами идентификации параметров оборудования по замерам режимных параметров. Для расчета установившегося режима применяется метод узловых напряжений с формированием системы уравнений и матрицы адресности для трассировки потоков мощности. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В статье предложен алгоритм расчета показателей энергоэффективности оборудования нефтегазодобывающего предприятия. Алгоритм основан на обработке и анализе фактических данных от установленных на предприятии средств учета электропотребления. Анализ данных электропотребления на месторождении в совокупности с показателями добычи нефти, позволит выявить наиболее эффективный режим работы оборудования. Алгоритм расчета удельного расхода электроэнергии рассмотрен на примере типовой иерархии приборов учета на месторождении с детальным описанием процедуры распределения потребляемой электроэнергии между агрегатами. Далее в статье рассмотрена возможность применения принципа адресности потокораспределения в задачах снижения потерь мощности в сети. Представлена методика идентификации параметров схемы замещения оборудования для оценки энергоэффективности и контроля режимных параметров с указанием проблемных узлов. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Рассмотренный в статье алгоритм внедрен в информационную систему центра управления добычей на месторождении как дополнительный модуль по оценке энергоэффективности. Отклонение фактических значений показателей от нормативных является индикатором нарушений в работе оборудования. Выявление отклонений позволяет сформировать оптимальный список организационных и технических мероприятий по регулированию электропотребления и повышению энергоэффективности предприятия.

Ключевые слова: анализ; оптимизация; система электроснабжения; поддержка принятия решений; нефтяное оборудование; показатели энергоэффективности.

Для цитирования: Арестова А.Ю., Ульянов В.Н., Фролов М.Ю. Алгоритм расчета показателей энергоэффективности оборудования нефтегазодобывающего предприятия // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 6. С. 16-28. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-6-16-28.

THE CALCULATION ALGORITHM OF OIL AND GAS PRODUCTION ENTERPRISE ENERGY EFFICIENCY INDICATORS

AYu. Arestova¹, VN. Ulyanov^{2,3}, MYu. Frolov¹

¹Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia

²LLC “Novosibirsk Research and Development Center”, Novosibirsk, Russia

³Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

<https://orcid.org/0000-0002-6486-4858>, arestova@corp.nstu.ru

<https://orcid.org/0000-0002-5748-4216>, vulyanov@nntc.pro

<https://orcid.org/0000-0003-4408-0316>, m.frolov@corp.nstu.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* The main purpose of the study is to develop the calculation algorithm of energy efficiency indicators. To develop an algorithm, it is necessary to consider the features of the power supply system of the oil and gas production enterprise. Then, the power and electricity balance calculation algorithm should be designed to evaluate the share of the technological processes' consumption, analyze losses, and determine the source of imbalance. The assessment of energy efficiency indicators will require adaptation of the parameter's identification method for rotating electrical machines in operating modes. To calculate the specific equipment energy, it is necessary to use power tracing in the algorithm. The final stage is to develop a visualization of a software prototype for monitoring and control energy efficiency indicators of an oil and gas production enterprise. *METHODS.* The equipment parameters identification method based on actual measurements is used for designing a mathematical model. To calculate the steady-state, the nodal-voltage method is used in couple with an addressing matrix for tracing power flows. *RESULTS.* The paper proposes an algorithm for calculating energy efficiency indicators of equipment for an oil and gas production enterprise. The algorithm is based on the processing and analysis of actual data from the electricity metering devices installed at the enterprise. Analysis of the power consumption information together with the oil production indicators will reveal the most efficient operating mode of the equipment. The calculating algorithm for the specific electricity consumption is considered in the example of a typical hierarchy of metering devices at a field. Further, the paper discusses the possibility of applying the targeting flow distribution principle for reducing power losses. A parameters identification technique is presented for multi equipment nodes to assess energy efficiency and monitor operating parameters. *CONCLUSION.* The algorithm considered in the paper was introduced into the information system of the production control center at the field as an additional module for assessing energy efficiency. The large deviation of the indicator's values from the specified ones is messaging about the equipment's normal mode violations. It allows creating an optimal schedule of organizational and technical measures to regulate energy consumption and improve the energy efficiency of the enterprise.

Keywords: analysis; optimization; power supply system; decision support; oil equipment; energy efficiency indicators.

For citation: Arestova AYu, Ulyanov VN, Frolov MYu. The calculation algorithm of oil and gas production enterprise energy efficiency indicators. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(6):16-28. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-6-16-28.

Введение и литературный обзор

Нефтегазовый комплекс (НГК) России играет важную роль в экономическом развитии страны. Между тем, история развития и становления НГК в России насчитывает почти 150 лет, а запасы ископаемого сырья имеют тенденцию к снижению. Однако основные направления перспективного развития НГК, отраженные в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035, требуют ускоренного развития освоения месторождений и стабилизацию объема добычи нефти. В связи с чем, для обеспечения требуемого уровня добычи и сохранения рентабельности, нефтегазодобывающие компании вынуждены направлять значительные ресурсы на оптимизацию производства, разработку и осуществление мероприятий по повышению энергоэффективности блока разведки и добычи. Сдерживанию роста затрат в добывающих отраслях будет способствовать реализация концепций «интеллектуальная скважина» и «интеллектуальное месторождение».

Концепция «интеллектуального месторождения» основана на использовании

автоматизированных систем управления технологическим, энергетическим, транспортным и производственным процессами. Концепция включает следующие этапы интеллектуализации [1]:

- сбор информации по всем имеющимся датчикам системы телеметрии,
- интеграция данных замеров по всем процессам в единой информационной системе (бурение, добыча, электроснабжение, транспорт и пр.),
- обработка, анализ и визуализация текущих показателей работы оборудования,
- выполнение функции экспертной системы поддержки принятия решений для технических специалистов,
- автоматизированное планирование всех видов мероприятий на производстве,
- интегрированное моделирование текущего состояния актива с возможностью оперативного расчета влияния операционной деятельности на профиль добычи.

Для полноценной реализации сквозного процесса в рамках «интеллектуального месторождения» все ключевые объекты на месторождении должны быть оснащены датчиками, а данные с них должны оперативно передаваться в единую информационную систему. Также требуются программные продукты для поддержки принятия управленческих решений и, самое главное, интеграция результатов в едином информационном пространстве. Авторы [2] представляют «интеллектуальный» нефтепромысел как систему оперативного управления производственными процессами. Приводят схему консолидации данных системы мониторинга и адаптивного управления разработкой «интеллектуального» нефтепромысла. Внедрение такой системы позволит, в результате увеличить коэффициент извлечения углеводородов, увеличить общий объем добычи и снизить операционные затраты.

На данный момент практически все этапы интеллектуализации в той или иной мере реализованы на месторождениях, например:

- идентификация и интерпретация результатов исследований интеллектуальных скважин [3],
- управление рисками и оптимизация затрат при бурении [4],
- контроль состояния и производительности оборудования [5],
- управление транспортными потоками [6],
- сокращение простоев оборудования [7], и др.

Однако, зачастую, отсутствует взаимный анализ информации в разных областях деятельности производства. Таким образом, оптимизация возможна внутри каждого блока, но не процесса целиком. Так, например, анализ данных электропотребления на месторождении в совокупности с показателями добычи нефти, позволит выявить наиболее эффективный режим работы оборудования. Однако автоматизированные системы учета электроэнергии установлены, как правило, на кустовых площадках и не позволяют анализировать рентабельность функционирования каждой скважины в отдельности и уж тем более эффективность конкретной единицы оборудования. В связи с чем, невозможно определить наиболее значимые меры в вопросе повышения эффективности работы месторождения. Для решения таких задач необходимо построение математической модели и формулирование аналитических зависимостей в случае дефицита реальных данных. Задача анализа режима электропотребления оборудования также важна по причине того, что доля электроэнергии в эксплуатационных расходах на месторождении может достигать 70%. Очевидно, что оптимизация этих затрат должна стать одной из первых задач в вопросе повышения эффективности.

Вопросу цифровых двойников на месторождении посвящено множество научных исследований [8-12]. В настоящей статье представлена методика оценки и минимизации электропотребления нефтегазового актива. Оценка электропотребления предполагает анализ информации от существующих средств учета на месторождении совместно с математическим моделированием электрооборудования. Задача повышения наблюдаемости сетевых объектов решается с помощью принципов адресного распределения потоков. Задача формирования математической модели решается методами идентификации параметров оборудования по замерам режимных параметров. На базе сформированной математической модели возможно решение следующих задач:

- оперативный контроль отклонений добычи с указанием проблемных узлов;
- прогнозирование потребления электроэнергии в зависимости от плановой добычи флюида;
- оценка текущих затрат на электроэнергию по скважинам и их минимизация при сохранении объема добычи.

Материалы и методы

Контроль энергоэффективности месторождения основан на анализе удельного расхода электроэнергии (УРЭ), который отражает энергоемкость производства при фактических и плановых показателях затрат электроэнергии на добычу жидкости

механизированным способом. УРЭ для каждого типа оборудования может быть рассчитан как отношение объема жидкости к объему потреблённой электроэнергии. На каждом месторождении предусмотрено две системы учета электроэнергии:

- коммерческий учет электроэнергии и мощности с целью осуществления расчетов с поставщиком электроэнергии,
- технический учет электрической энергии.

Приборы учета электроэнергии на месторождении могут быть расположены на питающих подстанциях, отходящих фидерах и непосредственно в точках присоединения потребителей. Проблема наблюдаемости распределения потоков мощности заключается в том, что количество приборов учета на месторождении несоизмеримо меньше количества оборудования, требующего контроля эффективности. Пример иерархии приборов учета на месторождении представлен на рисунке 1.

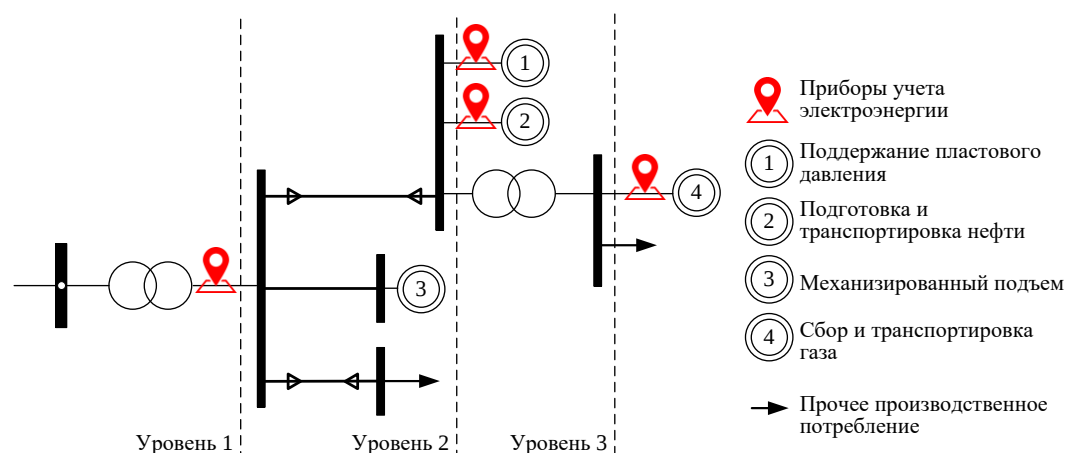


Рис. 1. Иерархия приборов учета на месторождении

Fig. 1. Hierarchy of metering devices

Как видно из рисунка, прямых измерений недостаточно для оценки УРЭ, формирования баланса электроэнергии и анализа потерь мощности [13]. Помимо неопределенности распределения мощности по отходящим присоединениям, существуют основные технологические процессы, которые требуют оценку УРЭ.

В связи с этим существует алгоритм распределения электроэнергии, который позволяет:

- определить величину потребления электроэнергии каждым из технологических процессов (подпроцессов);
- определить величину потерь электроэнергии в сетях и распределить эти потери по технологическим процессам (подпроцессам) пропорционально величине потребления каждого процесса (подпроцесса);
- вычислить небаланс в узлах учета и контролировать величину этого небаланса;
- выявить причину полученного небаланса.

Исходными данными для распределения энергии является перечень всех приборов учета с указанием параметров: номер счетчика, тип счетчика, месторождение, подстанция, ячейка, и прочее. Для каждого прибора учета указывается вышестоящий прибор для формирования иерархии.

Приборы учета, установленные непосредственно в месте присоединения потребителей, могут быть привязаны к одному или нескольким технологическим подпроцессам. Если учитывается потребление одного подпроцесса, то 100% потребления относится на этот подпроцесс. В случае одновременного учета потребления несколькими подпроцессами, указываются доли потребления каждого из них. Потребление отдельного подпроцесса так же может задаваться в виде фиксированной величины. Аналогичное распределение осуществляется для узлов с несколькими однотипными единицами оборудования.

Ниже представлен общий алгоритм распределения энергии:

1. Сбор показаний всех приборов учета и расчет объема потребления по присоединениям, не оснащенным приборами учета.
2. Для приборов учета на самом нижнем уровне иерархии, расположенных в точках присоединения потребителей, производится отнесение вычисленного потребления на тот или иной технологический подпроцесс.

3. Для приборов учета, расположенных в промежуточных точках, имеющих нижестоящие приборы учета, и одновременно с этим учитывающих непосредственное потребление одного или нескольких технологических процессов (имеющих непосредственно присоединенных потребителей), сначала вычитается потребление нижестоящих приборов учета. Далее, полученный остаток распределяется на заданные процессы с учетом их доли потребления.

4. Для приборов учета, расположенных выше в иерархии, вычисляется небаланс между потреблением по данному прибору учета, и суммарным потреблением всех приборов учета, расположенных на отходящих присоединениях (нижестоящих приборов учета). В зависимости от места установки прибора учета, полученное значение учитывается следующим образом:

4.1. Для приборов учета в сетях напряжением 35-110 кВ полученная величина небаланса относится на распределяемые потери пропорционально на все технологические процессы. При этом относительная величина распределяемых потерь не должна превышать нормативные (при наличии), либо среднестатистические потери за последние полгода. Превышение нормативной величины является индикатором нарушения технологического процесса или процедуры учета электроэнергии

4.2. Для приборов учета в сетях напряжением 6(10) кВ полученная величина должна быть разделена на две составляющих:

- нормативные потери, определяемые по заданному для каждого месторождения проценту потерь (по результату аудита).
- сверхнормативные потери (остаток от полученного небаланса за вычетом нормативных потерь). Увеличение доли сверхнормативных потерь может сигнализировать о физическом износе оборудования и других нарушениях технологического процесса.

5. После окончания расчета вычисляются суммарные показатели:

- потери на разных классах напряжения,
- потребление каждого подпроцесса,
- суммарный небаланс.

В таблице 1 представлены основные процессы на месторождении и алгоритм их расчета для оценки УРЭ на основании установленных приборов учета.

Таблица 1

Алгоритм расчета потребления энергии по основным технологическим процессам

Процесс	Подпроцесс	Алгоритм расчета	
		Прямые замеры	Расчетные значения
Механизированная добыча	Установка электроцентробежного насоса		✓
	Газлифт		✓
	Установка штангового глубинного насоса		✓
Поддержание пластового давления	Блочная кустовая насосная станция	✓	
	Высоконапорные насосы	✓	✓
	Подъем и подача воды	✓	✓
Подготовка и транспорт нефти	Подготовка нефти	✓	
	Внутрипромысловый транспорт		✓
	Дожимная насосная станция	✓	
	Установка предварительного сброса воды	✓	
	Кустовая насосная станция	✓	
Сбор и транспорт попутного газа		✓	
Прочее производственное потребление			✓
Собственные нужды кустовых площадок			✓
Потери в сетях 6(10) кВ			✓
Распределяемые потери в сетях 35-110 кВ			✓

Формирование баланса электроэнергии усложняется, если источников питания несколько. Электрическая энергия на месторождении может быть закуплена от сторонних источников, как это показано на рисунке 1, либо сгенерирована на собственной станции. В качестве топлива для собственной станции выступает попутный нефтяной газ,

природный газ и дизельное топливо. Распределение потоков энергии по процессам представлено на рисунке 2 в виде диаграммы Санкей.

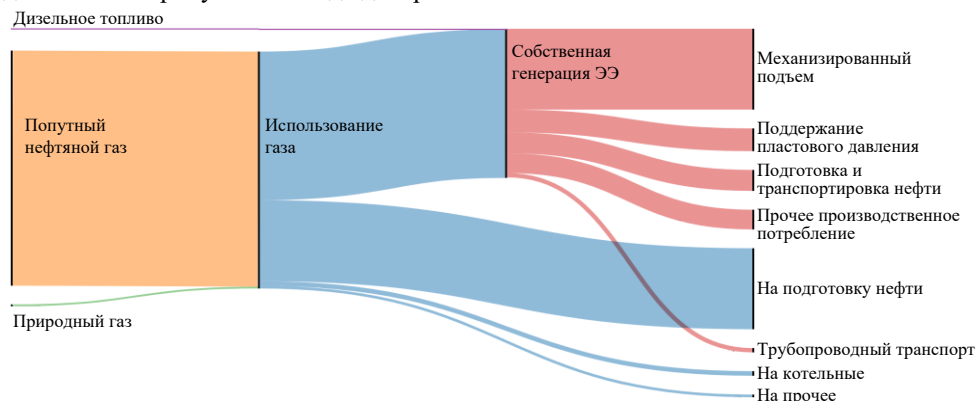


Рис. 2. Типичная диаграмма распределения потоков энергии по процессам на нефтегазодобывающем предприятии

Fig. 2. A typical diagram of energy flows distribution by processes for an oil and gas production enterprise

Определение доли участия нескольких источников питания в формировании баланса энергии, а также оценка затрат на электроэнергию возможна с применением принципа адресности [14]. Адресное потокораспределение предусматривает трассировку потоков мощности в электрической сети. Для оценки трасс потребуется достоверная математическая модель системы, нагрузки в узлах и их суточные графики, характеристики электростанций и внешних поставщиков электроэнергии. Адресные расчеты позволяют определить долю участия каждого из поставщиков электроэнергии в снабжении конкретного потребителя, а также поток мощности от каждого генератора по ветвям схемы. Полученная информация может быть использована в решении следующих задач:

- определение потерь в сети, вызванных каждым из нагрузочных узлов;
- определение дополнительных потерь, вызванных транзитом мощности;
- анализ эффективности установки компенсирующих устройств (при трассировке реактивной мощности в сети);
- формирование тарифа по обслуживанию электрических сетей и прочее.

В настоящей работе предлагается использовать принцип адресности для расчета потерь мощности в сети от каждого из потребителей и определения узловых цен для дальнейшей оценки УРЭ. Расчет проводится в три этапа:

1. Расчет потокораспределения для каждого интервала времени по реальным замерам или расчетным значениям.
2. Построение финансовой модели на основе финансовых балансов в узлах и ветвях ЭЭС. В результате составляется система линейных уравнений или графовая модель.
3. Решение системы уравнений и определение узловых цен.

Каждый узел схемы замещения рассматривается как рынок, где втекающий поток является продавцом и имеет свою цену, а вытекающий поток представлен покупателем. Зная цену мощности в узле и объем потребляемой мощности, можно рассчитать стоимость вытекающих из узла потоков мощности. Для каждой ветви может быть записан баланс стоимостей перетоков в начале и в конце ветви. При этом стоимость перетока в конце каждой ветви увеличивается на величину потерь мощности в данной ветви.

Для определения мощностей, переданных из генераторных узлов в нагрузочные, формируется матрица адресности, столбцы которой соответствуют генераторным узлам, а элементы столбцов показывают мощность, передаваемую в нагрузочные узлы. Матрица адресности может быть сформирована следующим образом:

$$A = (MP_{\text{вет}} + P_{\text{нагр}})^{-1} P_{\text{Г}}$$

где M – матрица инцидентий, число строк и столбцов которой равны числу узлов и ветвей в графе сети; $P_{\text{вет}}$, $P_{\text{Г}}$, $P_{\text{нагр}}$ – диагональные матрицы потока активной мощности в ветвях, мощности генерации и нагрузок в узлах.

Элементы матрицы, расположенные на пересечении строк (нагрузочный узел) и столбцов (узел генерации) соответствуют коэффициентам адресности и показывают долю мощности нагрузочного узла, которую он получает из соответствующего генераторного узла.

Если нагрузочный узел получает мощность от нескольких генераторов, то стоимости переданной электроэнергии суммируются. Цена электроэнергии в нагрузочном узле может быть получена как отношение стоимости электроэнергии, переданной в узел, к мощности нагрузки в этом узле.

Таким образом, имея суточные графики нагрузки для отдельного оборудования или узла нагрузки в целом можно рассчитать УРЭ в суточном диапазоне. На основании расчетов можно построить динамику изменения УРЭ для дальнейшего анализа эффективности работы оборудования. Данные формируются как для отдельного оборудования, так и для технологических процессов в целом. Значительные отклонения УРЭ от нормативных значений (при наличии) или статистических данных является сигналом для проведения мероприятий по повышению энергоэффективности и поиска неисправностей оборудования. Такими мероприятиями могут выступать: оптимизация загрузки оборудования, перевод оборудования в режим кратковременной и периодической эксплуатации, оптимизация напряжения в узлах, внедрение оборудования с повышенным КПД и прочее [15-16].

Для определения факторов, влияющих на электропотребление оборудования при добыче нефти, необходимо провести анализ нескольких потоков данных: объем электропотребления, суточный график работы оборудования, объем перекачиваемой жидкости. Помимо этого, режим работы двигателей будет зависеть от напряжения в узле подключения, условий эксплуатации, износа, общего КПД установки, давления жидкости и прочего [17]. Полноценное моделирование всех влияющих на процесс факторов невозможно. Однако, имея прямые замеры режимных параметров можно применить методы идентификации параметров схемы замещения основного оборудования, а затем, на основании полученных данных, провести анализ эффективности оборудования. Оценка эффективности осложняется тем, что в одном нагрузочном узле может быть несколько единиц оборудования. При этом оборудование может быть, как однотипным с различными рабочими характеристиками, так и разнотипным, следовательно, иметь различные схемы замещения и протекающие в них процессы. В таком случае идентификация параметров должна учитывать доли участия каждого объекта в общем объеме нагрузки и их суточные графики.

Смешанный узел нагрузки имеет синхронную, асинхронную, активную и индуктивную составляющие. Чтобы полноценно идентифицировать параметры каждого элемента, потребуется размещение измерительных комплектов на каждом питающем фидере. В реальных условиях эксплуатации измерительные устройства находятся только на самых мощных и ответственных двигателях. Следовательно, достоверная идентификация возможна только на отдельных объектах. Параметры остальных потребителей можно определить в эквивалентированном виде. Применительно к рисунку 1, можно сформировать два объекта идентификации: синхронный двигатель и смешанный узел нагрузки (рис. 3).

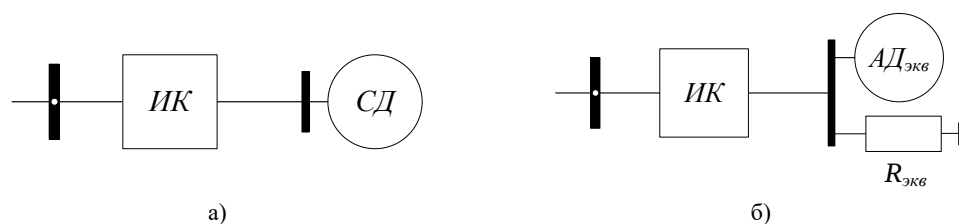


Рис. 3. Схема измерения режимных параметров нагрузки а) синхронного двигателя; б) смешанного узла нагрузки (ИК- измерительный комплект, СД – синхронный двигатель, АД_{экв} – эквивалентный асинхронный двигатель, R_{экв} – эквивалентное активное сопротивление)

Fig. 3. The operating parameters measurement design for a) synchronous motor, b) mixed load (including measuring kit, synchronous motor, equivalent asynchronous motor, equivalent resistance)

Для задач, описанных выше, синхронную машину достаточно представить схемой замещения установившегося режима (рис. 4а). В таком случае математическая модель будет состоять из одного общеизвестного классического уравнения:

$$E_q = \sqrt{\left(U_{cd} - \frac{Q_{cd} x_d}{U_{cd}} \right)^2 + \left(\frac{P_{cd} x_d}{U_{cd}} \right)^2}$$

где E_q – ЭДС генератора, $U_{сд}$ – напряжение на шинах синхронного двигателя, $Q_{сд}$ – реактивная мощность на шинах синхронного двигателя, $P_{сд}$ – активная мощность на шинах синхронного двигателя, x_d – синхронное индуктивное сопротивление синхронного двигателя.

Данное уравнение устанавливает связь между режимными параметрами, ЭДС и сопротивлением машины. Напряжение и мощность являются измеряемыми величинами. ЭДС синхронного двигателя рассчитывается по известным значениям тока возбуждения. Неизвестным является только одно значение – сопротивление x_d . Повысить точность идентификации можно повторяя измерения при различных режимах работы и определяя среднее между ними значение.

В свою очередь смешанный узел нагрузки будет представлен схемой замещения, изображенной на рисунке 4 б).

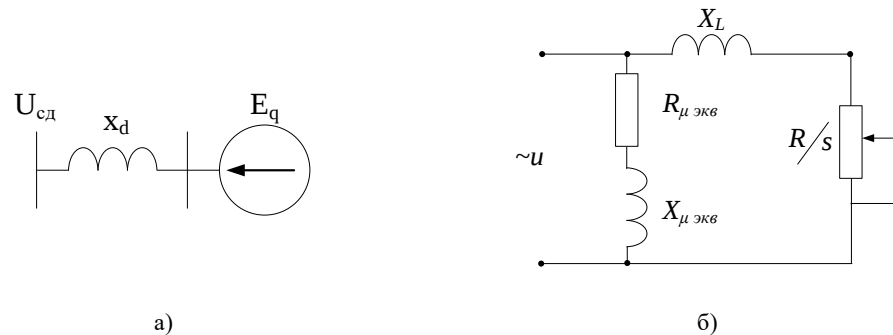


Рис. 4. Схема замещения а) синхронного двигателя; б) смешанного узла нагрузки (E_q – ЭДС генератора, x_d – синхронное индуктивное сопротивление синхронного двигателя, $U_{сд}$ – напряжение на шинах синхронного двигателя, R/s – сопротивление моделирующее нагрузку асинхронного двигателя, s – скольжение ротора, X_L – сопротивление рассеяния статора и ротора, $R_{\mu экв}$ – эквивалентное активное сопротивление ветки намагничивания и активной нагрузки, $X_{\mu экв}$ – эквивалентное реактивное сопротивление ветки намагничивания и реактивной нагрузки)

Fig. 4. Equivalent circuit a) synchronous motor; b) mixed load (E_q – generator EMF, x_d – reactance of a synchronous motor, $U_{сд}$ – synchronous motor voltage, R/s – induction motor resistance, s – rotor slip, X_L – dissipation resistance, $R_{\mu экв}$ – equivalent resistance of the magnetizing branch and active load, $X_{\mu экв}$ – equivalent reactance of the magnetizing branch and reactive load)

Параметры схемы замещения смешанного узла нагрузки определяются при пуске двигателя, во время которого можно выделить два особых режима. В первый момент времени ротор неподвижен, из чего следует, что скольжение равно единице, поэтому ток, протекающий по ветви содержащий сопротивления X_L и R/s , много меньше тока ветви намагничивания. Данный режим аналогичен опыту короткого замыкания. После завершения переходных процессов, связанных с пуском двигателя, возникнет установившийся режим работы на холостом ходу. При этом скольжение будет стремиться к нулю, тогда можно допустить, что весь ток будет замыкаться по ветви намагничивания. Схема замещения для двух режимов работы представлены на рисунке 5.



Рис. 5. Схемы замещения смешанного узла нагрузки а) в момент коммутации б) в установившемся режиме

Fig. 5. Equivalent circuit of a mixed load a) at start b) in a steady-state

Имея действующие значения токов, напряжений и мощности в начальный момент времени (в формулах с индексом кз) и в установившемся режиме (в формулах с индексом

xx) можно рассчитать параметры через выражения, полученные на основе законов Ома и Джоуля-Ленца.

$$Z_{\mu} = \frac{U_{ad\ xx}}{\sqrt{3}I_{xx}}$$

$$X_{\mu\ экв} = \sqrt{Z_{\mu\ экв}^2 - R_{\mu\ экв}^2}$$

$$R = \frac{P_{ад\ кз}}{3I_{кз}^2}$$

$$X_L = \sqrt{\left(\frac{U_{ад\ кз}}{\sqrt{3}I_{кз}}\right)^2 - R_L^2}$$

Рассчитав параметры схемы замещения включенного оборудования, можно построить математическую модель системы электроснабжения. Анализ эффективности работы оборудования основан на следующих показателях [18]:

1. Фактическая потребляемая мощность

$$N_{\phi} = \frac{W_{\phi}}{\tau}$$

где W_{ϕ} – фактическая потребленная электроэнергия агрегатом, кВтч, τ – время наработки агрегата, ч

2. Фактический удельный расход электроэнергии

$$w_{\phi} = \frac{W_{\phi}}{V_{\phi}}$$

где V_{ϕ} – фактический объем закаченной жидкости, м³,

3. Фактический КПД оборудования

$$\Theta = \frac{w_{норм}}{w_{\phi}}$$

где k_{η} – коэффициент, учитывающий износ агрегата за срок эксплуатации, N_n – полезная мощность агрегата, кВт, $\eta_{дв}$ – КПД двигателя, определяемый по паспортным данным.

4. Текущая энергоэффективность

$$\Theta = \frac{w_{норм}}{w_{\phi}}$$

где $w_{норм}$ – нормативный удельный расход электроэнергии.

Отклонение фактических значений показателей от нормативных является индикатором нарушений в работе оборудования. После выявления значительных отклонений показателей необходимо провести организационные и технические мероприятия по регулированию электропотребления, например: изменение графика и режима работы электроприемников, координация работы однотипных агрегатов, выполнение капитальных и средних ремонтов, замена оборудования и прочие [19].

Результаты

Предложенный алгоритм оценки показателей энергоэффективности был реализован как дополнительный блок в симуляторе технологических процессов на нефтегазодобывающем предприятии – *PIFA.framework* (ООО «ННТЦ»). *PIFA* является платформой для создания и управления цифровым динамическим двойником нефтегазодобывающего актива. Прототип блока оценки энергоэффективности разработан для Романовского месторождения, включающего 51 куст и 243 скважины. Питание оборудования осуществлено от четырех подстанций 35/6 кВ, суммарная протяженность воздушных и кабельных линий 6 кВ составляет более 100 км, совокупная установленная мощность оборудования 60 МВА, общее количество двигательной нагрузки – 154 шт. Двигательная нагрузка подключена на 6 кВ и 0,4 кВ. Доступные средства технического учета электроэнергии установлены на подстанции ТЗРУ «Романовская». Счетчики установлены на выводах синхронных и асинхронных двигателей, относящихся к технологическому процессу «Подготовка и транспорт нефти» и осуществляющих: подготовку нефти, внутрипромысловый транспорт нефти и подтоварной воды, сбор и

транспорт газа, закачку насосами кустовой насосной станции. Визуализация программного модуля на примере Романовского месторождения представлена на рисунке 6. Общий дашборд по электроэнергии показывает УРЭ по месторождению и отдельным подпроцессам (текущий и плановый).

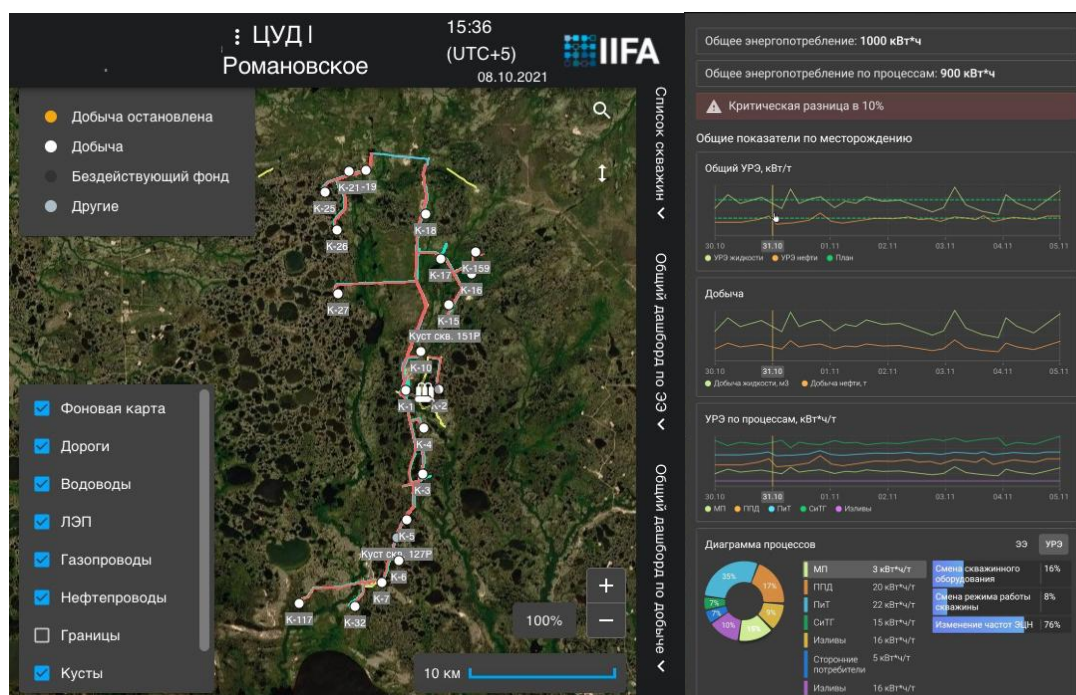


Рис. 6. Программная реализация блока оценки энергоэффективности Fig. 6. Software implementation of energy efficiency assessment module

Диаграмма процессов по месторождению предоставляет информацию о наиболее энергозатратных процессах, а также о проведенных мероприятиях по повышению энергоэффективности. Критическое отклонение текущего УРЭ от планового приводит к соответствующему уведомлению в рабочем пространстве программного модуля.

Исходные данные для построения схемы и графиков процесса помимо автоматизированных систем коммерческого и технического учета электроэнергии, поступают также от следующих программных продуктов:

- OIS Production – учет добычи,
- OIS Pipe – обеспечение информационного сопровождения процесса эксплуатации промысловых трубопроводов,
- АСОДУ – сбор данных с локальных систем автоматизации, контроллеров и датчиков,
- УСОИ – сбор и предоставление оперативной производственной отчетности
- OIS ШТР – сбор информации по режимам работы скважин, контроль отклонений, расчет технологического режима, забойных давлений и потенциалов,
- ГИС - Термо – схемы нефтяных месторождений,
- ЭРА Мехфонд – сбор информации по работе скважин,
- Интегрированный план актива – организационно-технические мероприятия,
- АРМ Механик – планирование и учет технического обслуживания и всех видов ремонтов технологического оборудования,

– Блок «Виртуальный расходомер» – обеспечение информации о добыче скважины.

Плановые показатели по электропотреблению рассчитываются на основе ретроспективной информации по месторождению с учетом поправок на изменение объемов добычи, а также плановых ремонтах оборудования.

Обсуждение

Предложенный алгоритм объединяет в себе существующую практику расчета баланса мощности и энергии на НГК и теоретические подходы, разработанные авторами для повышения точности оценки показателей энергоэффективности и оценки состояния оборудования. Программная реализация алгоритма оценки показателей энергоэффективности на предприятии обеспечивает:

1. Своевременное выявление нерационального потребления энергоресурсов и отклонений «план/факт»;

2. Снижение затрат за счет контроля УРЭ;
3. Выявление оборудования, требующего ремонта, модернизации или замены;
4. Планирование электропотребления с учетом графика добычи нефти;
5. Оценку эффективности технологических процессов в краткосрочной и долгосрочной перспективе;
6. Визуализацию данных в картографическом интерфейсе, включая трубопроводы, кусты, скважины, дороги и объекты подготовки нефти;
7. Отображение на картографическом интерфейсе отказов в работе замерных установок или расхождений их показателей с другими известными данными;
8. Повышение эффективности производства за счет функции помощи принятия решений.

Заключение

Все технологические процессы на предприятиях НГК тесно связаны и должны иметь комплексную оценку показателей энергоэффективности. Оптимизация процессов заключается в минимизации объемов электропотребления при сохранении объемов добычи нефти. Ввиду массовости автоматизации технологических процессов, внедрения «умных» технологий обработки данных и цифровизации месторождений, предприятия нуждаются в специализированной системе интеллектуальной обработки данных с целью увеличения эффективности работы. В настоящей статье представлен блок обработки и анализа данных от измерительных приборов, установленных на предприятиях НГК и вариант его интеграции в автоматизированную систему центра управления добычей.

Литература

1. Пучкина Л.Д. Направления повышения эффективности предприятий нефтегазовой отрасли (ВИНК) // Труды VIII международной научно-практической конференции «Современные тенденции и инновации в науке и производстве»; 03-04 апреля 2019 г. С. 294.1-294.7.
2. Воробьев А.Е., Хоноре Т., Воробьев К.А. Цифровизация нефтяной промышленности: интеллектуальный нефтепромысел // Вестник евразийской науки. 2018. №.3 (10). С. 1-16.
3. Сергеев В.Л., Фыонг Н.Т.Х. Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации результатов комбинированных газогидродинамических исследований интеллектуальных скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. №. 10 (329). С. 67-75.
4. Жидков Е.О., Катышева Е.Г. Применение инструментов интеллектуального месторождения для управления рисками и оптимизации затрат при бурении нефтяных скважин // Кластеризация цифровой экономики: Глобальные вызовы. 2020. С. 98-111.
5. Рясный А.Г., Савенок О.В. Анализ текущего состояния и контроль за разработкой Находкинского месторождения // Материалы V Международной научно-практической конференции Булатовские чтения, 2021. С. 225-233.
6. Ефимова И.Ю., Гусева Е.Н., Варфоломеева Т.Н. и др. Управление транспортными потоками медного месторождения с использованием имитационного моделирования на основе программы АРЕНА // Фундаментальные исследования. 2019. №.3. С. 35-40.
7. Еремин Н.А., Столяров В.Е. О цифровизации процессов газодобычи на поздних стадиях разработки месторождений // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2020. №.1. С. 59-69.
8. Быкова В.Н., Ким Е., Гаджиалиев М.Р. и др. Применение цифрового двойника в нефтегазовой отрасли // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. №. 1(28). С. 1-11.
9. Wanasinghe TR., Wroblewski L., Petersen BK. et al. Digital twin for the oil and gas industry: Overview, research trends, opportunities, and challenges // IEEE Access. 2020. Vol. 8. С. 104175-104197. doi: 10.1109/ACCESS.2020.2998723
10. LaGrange E. Developing a digital twin: The roadmap for oil and gas optimization // SPE Offshore Europe Conference and Exhibition, 3–6 Sept. 2019, Aberdeen, UK, 2019. doi: 10.2118/195790-MS
11. Pinto SC., Villeneuve E., Masson D. et al. Digital twin design requirements in downgraded situations management // 17th IFAC Symposium on Information Control Problems in Manufacturing, June 2021, Budapest, Hungary, 2021. pp. 1-6.
12. Fernandes TL., Baldo CR., Donatelli GD. The concept of digital twin used to investigate geometrical variations in the production of pipe spools // Advances in Industrial and Manufacturing Engineering. 2021. pp. 1-12. doi: 10.1016/j.aime.2021.100054.
13. Данилов М.И., Романенко И.Г. Оперативный расчет потерь электроэнергии в сети с неизвестными параметрами в АИИС КУЭ // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. №22(5). С.116-127.

14. Гамм А.З., Голуб И.И., Батюнин А.В. и др. Узловые средневзвешенные цены на электроэнергию // *Электричество*. 2005. №10. С. 17-24.
15. Wu NQ., Li ZW., Qu T. Energy efficiency optimization in scheduling crude oil operations of refinery based on linear programming // *Journal of Cleaner Production*. 2017. Vol. 166. pp. 49-57. doi: 10.1016/j.jclepro.2017.07.222.
16. Nguyen TV., Barbosa YM., da Silva JA., et al. A novel methodology for the design and optimisation of oil and gas offshore platforms // *Energy*. 2019, Vol. 185, pp. 158-175. doi: 10.1016/j.energy.2019.06.164.
17. Романова В.В., Хромов С.В., Суслов К.В. Анализ воздействующих факторов, влияющих на эксплуатационную надёжность низковольтных асинхронных электродвигателей // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2021. №3(23). С. 95-104.
18. Байкова Л.Р., Гаррис Н.А. Алгоритм расчета показателей энергоэффективности оборудования систем поддержания пластового давления // *Нефтегазовое дело*. 2018. №2(16). С. 61-66.
19. Федоров О.В., Семёнов А.С., Егоров А.Н., и др. Техничко-экономическое обоснование внедрения системы непрерывного мониторинга показателей качества электроэнергии на объектах горных предприятий // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2016. №9(10). С. 91-97.

Авторы публикации

Арестова Анна Юрьевна – старший преподаватель кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета.

Ульянов Владимир Николаевич – канд. техн. наук, доцент кафедры Геофизики Новосибирского национального исследовательского государственного университета, генеральный директор ООО «ННТЦ».

Фролов Михаил Юрьевич – канд. техн. наук, доцент кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета.

References

1. Puchkina LD. Napravleniya povysheniya effektivnosti predpriyatii neftegazovoi otrasli (VINK). VIII mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya: *Sovremennye tendentsii i innovatsii v nauke i proizvodstve*; 03-04 April 2019:294.1-294.7
2. Vorobev AE, Tcharo H, Vorobyev KA. Oil industry digitization: «intelligent» oilfield. *The Eurasian Scientific Journal*. 2018; 3 (10):1-16.
3. Sergeev VL, Phuong THN. Models and algorithms for adaptive interpretation of combined well test data of intelligent wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2018; 10(329):67-75.
4. Zhidkov EO, Katysheva EG. Use of intellectual field tools for risk management and optimization of costs during oil wells drilling. *Klasterizatsiya tsifrovoy ekonomiki: Global'nye vyzovy*. 2020:98-111.
5. Ryasny AG, Savenok OV. Analysis of the current status and control of development of the nakhodkinskoe field. *Materialy V Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii Bulatovskie chteniya*. 2021:225-233.
6. Efimova IYu, Guseva EN, Varfolomeeva TN. Et al. Management of transport flows of copper deposits with the use of imitation modeling based on ARENA program. *Fundamental research*. 2019; 3:35-40.
7. Eremin NA, Stolyarov VE. On the digitalization of gas production in the late stages of field development. *SOCAR Proceedings*. 2020; 1:59-69.
8. Bykova VN, Kim E, Gadzhialiev MR. et al. Application of a digital twin in the oil and gas industry. *Actual Problems of Oil and Gas. Iss.* 2020; 1(28): 1-11. doi: 10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art8.
9. Wanasinghe TR, Wroblewski L, Petersen BK. et al. Digital twin for the oil and gas industry: Overview, research trends, opportunities, and challenges // *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. С. 104175-104197. doi: 10.1109/ACCESS.2020.2998723
10. LaGrange E. Developing a digital twin: The roadmap for oil and gas optimization // *SPE Offshore Europe Conference and Exhibition*, 3–6 Sept. 2019, Aberdeen, UK, 2019. doi: 10.2118/195790-MS
11. Pinto SC, Villeneuve E, Masson D. et al. Digital twin design requirements in

downgraded situations management // 17th IFAC Symposium on Information Control Problems in Manufacturing, June 2021, Budapest, Hungary, 2021. pp. 1-6.

12. Fernandes TL, Baldo CR, Donatelli GD. The concept of digital twin used to investigate geometrical variations in the production of pipe spools // *Advances in Industrial and Manufacturing Engineering*. 2021. pp. 1-12. doi: 10.1016/j.aime.2021.100054.

13. Danilov MI, Romanenko IG. Operative calculation of electric power losses in the network with unknown parameters in AIMS EMA. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020; 22(5): 116-127. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-5-116-127. (In Russ).

14. Gamm AZ, Golub II, Batyunin AV. et al. Uzlovye srednevzveshennye tseny na elektroenergiyu. *Elektrichestvo*. 2005;10: 17-24.

15. Wu NQ, Li ZW, Qu T. Energy efficiency optimization in scheduling crude oil operations of refinery based on linear programming // *Journal of Cleaner Production*. 2017. Vol. 166. pp. 49-57. doi: 10.1016/j.jclepro.2017.07.222.

16. Nguyen TV, Barbosa YM, da Silva JA, et al. A novel methodology for the design and optimisation of oil and gas offshore platforms // *Energy*. 2019, Vol. 185, pp. 158-175. doi: 10.1016/j.energy.2019.06.164.

17. Romanova VV, Khromov SV, Suslov KV. Analysis of influencing factors affecting the operational reliability of low-voltage asynchronous electric motors. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021;23(3):80-89. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-3-80-89.

18. Baykova LR, Garriss NA. Algorithm for the calculation of energy efficiency indicators of maintaining reservoir pressure system equipment. *Petroleum engineering*. 2018; 2(16): 61-66. doi: 10.17122/ngdelo-2018-2-61-66.

19. Fedorov OV, Semenov AS, Egorov AN, et al. Tekhniko-ekonomicheskoe obosnovanie vnedreniya sistemy nepreryvnogo monitoringa pokazatelei kachestva elektroenergii na ob"ektakh gornyykh predpriyatii. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2016; 9(10): 91-97.

Authors of the publication

Anna Yu. Arestova - Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia.

Vladimir N. Ulyanov - Novosibirsk Research and Development Center, Novosibirsk, Russia.

Mikhail Yu. Frolov - Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia.

Получено 10.10.2021 г.

Отредактировано 13.10.2021 г.

Принято 23.12.2021 г.