

УДК 622.276.05:658.012

## СТРАТЕГИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО КРИТЕРИЯ

Букреев Виктор Григорьевич<sup>1</sup>,  
bukreev@tpu.ru

Сипайлова Надежда Юрьевна<sup>1</sup>,  
sny@tpu.ru

Сипайлов Вадим Андреевич<sup>2</sup>,  
Sipay@yandex.ru

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

<sup>2</sup> ОАО «Тюменьэнерго»,  
Россия, 628408, Тюменская область, Ханты-Мансийский Автономный Округ – Югра, г. Сургут, ул. Университетская, 4.

*Актуальность работы определяется необходимостью совершенствования системы нефтедобычи и обусловлена совокупностью геополитических, экономических и геологических факторов. Особую значимость при этом приобретают вопросы улучшения функциональных характеристик систем механизированной добычи нефти, так как такие системы являются наиболее энергоемкими. В настоящее время для решения проблем в нефтедобывающей отрасли все более широкое распространение получает идея ее интеллектуализации, подразумевающая оперативное управление процессом нефтедобычи с использованием информационно-телекоммуникационных систем и регулируемого оборудования. При разработке систем управления необходимо обеспечить достижение глобального результата – снижение затрат при нефтедобыче, что подразумевает применения принципов системного подхода и экономических критериев для оценки эффективности функционирования системы.*

**Цель работы:** повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов механизированной добычи нефти на основе системного подхода к управлению.

**Методы исследования:** системный анализ тенденций использования возможностей управления, информационных технологий и регулируемого оборудования в нефтедобывающей отрасли; синтез технико-экономических решений; методы математического моделирования.

**Результаты.** Разработана стратегия управления установившимися режимами работы электротехнических комплексов механизированной добычи нефти, позволяющая в режиме реального времени оптимизировать технологический процесс добычи нефти с позиций эффективного по экономическим основаниям функционирования.

**Выводы.** Современный потенциал информационных технологий и регулируемого нефтедобывающего оборудования используется не в полной мере. Противоречие между возможностями такого оборудования и фактическим их использованием может быть преодолено применением системного подхода к управлению с применением в качестве основных показателей эффективного функционирования систем экономических критериев.

### **Ключевые слова:**

Механизированная добыча нефти, электротехнический комплекс, установка с электроцентробежным насосом, управление, энергоэффективность, экономический критерий.

### **Введение**

Нефтедобывающая отрасль является одной из важнейших составляющих экономик ряда стран, в связи с чем вопросы повышения эффективности нефтедобычи (под эффективностью понимается снижение затрат ресурсов, направленных на поддержание функционирования системы) остаются приоритетными на протяжении многих десятилетий [1].

В последние годы проблемы в этой отрасли обострились, что обусловлено совокупностью факторов. К основным негативным тенденциям нефтедобычи в России можно отнести ухудшение геологической структуры запасов нефти, качества запасов (высокие обводненность, газовый фактор, давление насыщения и вязкость откачиваемой продукции) и усложнение географических условий добычи нефти [2].

В 2014 г. появились ограничения, связанные с геополитической ситуацией в мире, – ослабление экономической конъюнктуры (снижение цен на нефть и спроса на энергоресурсы на мировых рынках), запрет на поставки оборудования, технологий и привлечение финансовых средств из-за введенных против России санкций [3].

Также стоит отметить проблемы электроснабжения нефтяных предприятий (рост тарифов на электроэнергию; дефицит электросетевых мощностей 220, 500 кВ; высокая стоимость технологического подсоединения). При этом в связи с истощением месторождений наблюдается рост расходов на электроэнергию.

Все эти факторы в совокупности с неопределенностью и/или недостоверностью исходной информации, увеличивающей риски при принятии управленческих решений, приводят к росту издержек

при добыче нефти, в то время как именно этап добычи в существенной степени определяет эффективность функционирования нефтедобывающего комплекса в целом.

Обозначенные роль и проблемы нефтяной отрасли свидетельствуют об актуальности решения задач, связанных с совершенствованием системы нефтедобычи. При этом первоочередными являются вопросы повышения энергоэффективности и обеспечения энергосбережения, так как затраты на электроэнергию составляют наибольшую долю (30–35 %) всех издержек при добыче нефти [4].

Проблема снижения энергозатрат должна рассматриваться как в целом по нефтяной отрасли, так и по каждому технологическому процессу и оборудованию. Наиболее энергоемкими элементами системы нефтедобычи являются электротехнические комплексы (ЭТК) механизированной добычи нефти (в структуре энергозатрат подъем жидкости из скважин составляет 55–65 %), к которым относятся установки с электроцентробежными насосами (УЭЦН). В России ими добывается более 65 %, а в Западной Сибири – до 90 % нефти [5], в связи с чем такие установки обладают наибольшим потенциалом для снижения энергозатрат.

#### **Пути повышения эффективности и тенденции развития механизированной добычи нефти**

Повышение энергоэффективности нефтедобывающих предприятий в целом и электротехнических комплексов механизированной добычи нефти в частности обеспечивается комплексом мер организационно-управленческого и технико-технологического характера (внедрение новых техники и технологий, автоматизация и информатизация производственных процессов). При этом наиболее перспективны способы, не требующие больших капитальных затрат и обеспечивающие как снижение энергоёмкости, так и других эксплуатационных расходов.

Проводимые мероприятия направлены на усовершенствование оборудования, оптимизацию его функциональных характеристик и режимов работы. В последние годы в этом направлении достигнуты существенные результаты – современное оборудование для нефтяной отрасли характеризуется высокими показателями надежности и производительности, улучшенными сервисными возможностями [6, 7].

Благодаря развитию силовой и информационной электроники широкое применение в составе ЭТК получил регулируемый электропривод, преимущественно электропривод переменного тока с асинхронным двигателем и преобразователем частоты, что обусловлено простотой, относительно невысокой стоимостью и надежностью системы.

Успехи в развитии микропроцессорной техники, информационных и телекоммуникационных технологий, информационно-измерительных систем реального времени принципиально изменили функциональные возможности систем управления

электроприводами [8–10]. Современные станции управления погружными насосами позволяют контролировать рабочие параметры процесса добычи и производить обмен данными с верхними уровнями автоматизированных систем управления технологическими процессами; обеспечивают защиту, плавный пуск и вывод скважины на режим, предоставляют возможность поддерживать технологические параметры на заданном уровне и регулировать технологический режим скважины. Основные направления дальнейшего развития станций управления заключаются в разработке алгоритмов и программного обеспечения для эффективного управления в режиме реального времени.

Таким образом, современное развитие техники для нефтедобычи позволяет говорить о возможности перехода от регулирования отдельных электротехнических комплексов к созданию специализированных систем управления технологическими процессами нефтедобычи. Именно такой подход обеспечивает получение экономического эффекта от снижения потребляемой электроэнергии и уменьшения других эксплуатационных расходов.

Очевидно, что в обозримом будущем в механизированной добыче нефти дальнейшее развитие получит формирующаяся в последнее десятилетие концепция IWT – intelligent well technology («интеллектуальная скважина»), под которой понимается технологический комплекс наземного и подземного оборудования, включающий станцию управления, систему измерительной аппаратуры и комплект специализированных программных продуктов [8]. Целевая установка такой системы – эффективное использование имеющихся ресурсов, увеличение добычи нефти и снижение производственных издержек и рисков путем оптимизации производственных процессов нефтедобычи. Достижение цели обеспечивается благодаря управлению режимами работы системы с применением моделей и знаний специалистов в режиме реального времени [11]. «Интеллектуальная скважина» обеспечивает способность подстраиваться под реальные условия эксплуатации, автоматическую оперативную настройку на оптимальный с позиции выбранного критерия режим работы ЭТК.

Необходимо отметить, что обозначенный потенциал оптимизации технологии нефтедобычи за счет управления далеко не исчерпан – в ряде случаев задачи систем управления заключаются в мониторинге состояния оборудования, сборе информации и передаче ее на верхний уровень, а проблемы оптимизации работы оборудования на основе этих данных решаются фрагментарно. Очевидно, что разработка и применение эффективных алгоритмов автоматического управления позволит более полно использовать вычислительные возможности управляющего оборудования и повышать эффективность за счет своевременного использования получаемых данных.

В настоящее время невозможно решить данные задачи и реализовать концепцию IWT вне смысло-

вого поля iField/Smart Field («интеллектуальное месторождение» – интеллектуальная технология эффективного управления месторождением, позволяющая контролировать процесс добычи и управлять нефтяным пластом в режиме реального времени при оптимизации затрат ресурсов за счет возможности подстраиваться под реальные условия и обеспечивать корректировку действий на основе обратной связи) [12–16]. При такой технологии обеспечивается централизованное дистанционное управление большим количеством скважин, при этом для каждой скважины в отдельности вырабатываются решения по коррекции ее функционирования при сохранении уровня эксплуатационных расходов. Так как скважина является частью системы месторождения, стратегию управления ее работой (постановка задач управления, выбор целевых функций, разработка алгоритмов решения этих задач и синтез систем управления) необходимо осуществлять на основе принципов системного подхода.

#### **Задачи, целевые функции и алгоритм управления электротехническими комплексами механизированной добычи нефти**

Системный подход к управлению сложными технологическими системами нефтедобычи предполагает выделение уровней иерархии управления и подчиненность задач и условий управления последующих уровней предыдущим.

В иерархии управления нефтедобычей на уровне управления эксплуатацией месторождения (верхний уровень) решаются задачи по определению показателей объемов закачки, отбора, энергии, материальных средств. На последующих уровнях задачи конкретизируются по площадям, объектам, участкам, устанавливаются режимы и технология эксплуатации скважин. На самом нижнем уровне решаются вопросы управления режимами работы конкретных устройств технологического оборудования.

В этой системе ЭТК является главным исполнительным звеном, а задачи управления заключаются в адаптации скважины к изменяющимся условиям эксплуатации (реальные параметры жидкости, состояние эксплуатационного оборудования и т. д.), а также в определении и реализации оптимальных технологических режимов. По существу, управление заключается в оценке величины отклонения фактических показателей нефтедобычи от планируемых, формировании и обеспечении корректирующих воздействий, направленных на минимизацию уровня несоответствия. Очевидно, что эффективность управления определяется как интервалом оценки и коррекции, так и качеством используемых средств.

В механизированной добыче нефти с УЭЦН определенная стратегия управления реализуется применением в технологической схеме оборудования с регулируемой производительностью (частотно регулируемый электропривод). Решение задачи

управления состоит в выборе нового режима за счет изменения параметров (новая частота вращения двигателя). Например, изменением частоты вращения двигателя (изменением производительности УЭЦН) можно добиться оптимального отбора жидкости за счет согласования ее объема с притоком из пласта.

Дальнейшее совершенствование эксплуатации ЭТК возможно за счет решения задач оптимизации режимов работы, при этом постановка задачи оптимизации и критерий оптимальности должны согласовываться с понятиями «интеллектуальная скважина» и «интеллектуальное месторождение». В связи с этим условие оптимальности работы установок должно быть сформулировано на основе системного подхода к проектированию и оптимизации сложных систем.

Из теории оптимизации сложных объектов известно, что оптимизация системы по «частям» обычно приводит к решениям, далеким от оптимальных для системы в целом. Так, оптимизация работы отдельных установок по какому-либо критерию отнюдь не означает, что эффективной будет работа всей технологической системы добычи нефти на месторождении. Например, установка на скважине частотно регулируемого привода и корректное управление им улучшат энергетическую эффективность электротехнического комплекса, в то же время в связи с высокой стоимостью установка может не окупиться в приемлемые сроки и в целом для предприятия экономический эффект не будет достигнут.

Наиболее обобщенными показателями качества функционирования системы нефтедобычи являются экономические показатели, в связи с чем в настоящее время широкое распространение получает идея управления параметрами технологического процесса по экономическим основаниям [17–20]. Именно экономические критерии в силу их универсальности и однозначности позволяют достичь основного результата – минимизации себестоимости единицы продукции – добываемой тонны нефти. Расчеты подтверждают, что использование экономического критерия в качестве целевой функции обеспечивает возможность рациональной эксплуатации скважины и оборудования в интересах всей системы нефтедобычи [18]. Оптимизация работы установок по экономическим основаниям согласуется с концепцией Smart Field, так как в конечном итоге технология Smart Field направлена на повышение рентабельности освоения запасов углеводородов.

Таким образом, использование экономических критериев в качестве целевых функций при оценке эффективности и разработке алгоритмов управления работой установок является перспективным направлением оптимизации технологических режимов индивидуальных скважин и всего комплекса нефтедобычи.

В общем виде задача оптимизации состоит в определении критерия оптимизации, независи-

мых параметров, области их допустимых значений и границ изменения характеристик функционирования системы, а также в разработке моделей, описывающих связи между параметрами.

Постановка задачи оптимизации режимов работы ЭТК предполагает рассмотрение технологической схемы «пласт–скважина–ЭТК» в качестве системы, на вход которой поступает вектор параметров  $X(t)=(X_1(t), X_2(t), \dots, X_n(t))$ , а скалярный выход  $F(X(t))$  характеризует качество процесса. Оптимизация процесса заключается в определении вектора управляющих воздействий  $R(t)=(R_1(t), R_2(t), \dots, R_m(t))$ , оптимизирующих целевую функцию  $F(X(t), R(t))$  при условии выполнения заданных ограничений. При этом выходы  $h_1(t), h_2(t), \dots, h_n(t)$  описывают состояние процесса и отслеживают нежелательные режимы работы или выход контролируемых параметров технологического процесса за установленные пределы  $h_j(t) \leq b_j, j=1, m$  ( $b_j$  – допустимые значения соответствующих параметров).

Регулирование параметров ЭТК в системах управления нефтедобычи замкнутого типа направлено на устранение рассогласования между плановыми показателями эффективности, являющимися по сути оптимальными для конкретной технологической схемы разработки месторождения, и фактическими. Следует заметить, что плановые показатели эффективности, определяемые на этапе проектирования, также могут быть скорректированы в процессе эксплуатации с учетом вновь получаемой информации. Очевидно, что эффективность управления тем выше, чем меньше интервал коррекции, что нацеливает на создание алгоритмов управления, действующих в режиме реального времени.

В соответствии с подходом к оптимизации технологических процессов реализация стратегии управления ЭТК по экономическим основаниям подразумевает определение плановых показателей экономической эффективности, непрерывный контроль над параметрами системы «пласт–скважина–ЭТК», сравнение фактического показателя эффективности с плановым значением и формирование соответствующей команды на изменение режима работы с целью обеспечения условия приближения фактического показателя к плановому на интервале управления:

$$\Delta K(\bar{R}, \bar{X}) = K_{fact}(\bar{R}, \bar{X}) - K_{plan} \rightarrow \min;$$

$$\Delta K(\bar{R}, \bar{X}) \geq 0,$$

где  $K_{plan}$  и  $K_{fact}$  – плановый и фактический показатели экономической эффективности;  $\bar{X}$  – вектор входных параметров ЭТК;  $\bar{R}$  – вектор управляющих воздействий.

Блок-схема алгоритма управления ЭТК механизированной добычи нефти на основе экономического критерия представлена на рис. 1.

Исходные данные представлены следующими блоками параметров:

- экономические параметры, служащие для оценки фактического значения экономическо-

го критерия, и оптимальное (плановое) его значение;

- параметры оборудования (например, геометрические размеры, рабочие характеристики отдельных элементов УЭЦН);
- ограничения, определяющие нормальный технологический режим работы скважины (например, предельно допустимая обводненность откачиваемой жидкости; содержание свободного газа на приеме насоса; допустимая температура пластовой жидкости на приеме насоса; допустимая температура обмотки статора двигателя; предельные уровни, давление на приеме насоса; механические нагрузки).

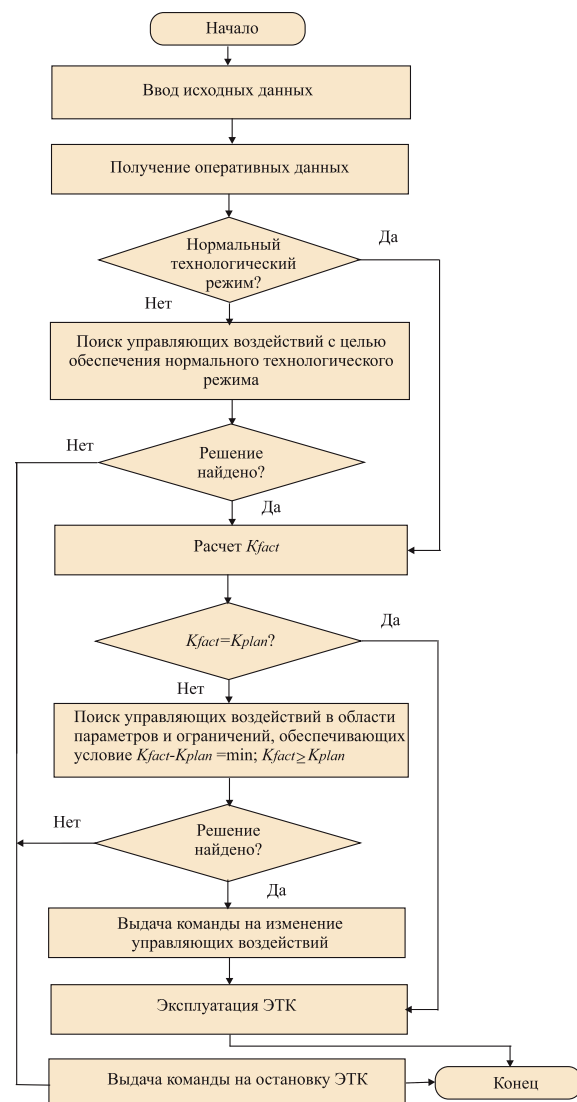


Рис. 1. Блок-схема алгоритма управления ЭТК

Fig. 1. Diagram of installation control algorithm

Оперативная информация, необходимая для расчета оптимальных значений управляющих воздействий, определяется по замерам и путем вычислений на математических моделях [20–22].

На основе результатов расчета принимаются управляющие решения – прекращение работы

установки (в случае нарушения нормального технологического режима и/или невозможности достижения эффективной работы за счет управляющих воздействий, либо продолжение эксплуатации скважины или изменение режима работы ЭТК (например, переход на новую частоту вращения насоса УЭЦН с целью достижения планового коэффициента эффективности).

Возможность практической реализации задач управления ЭТК механизированной добычи нефти рассмотрим на примере управления УЭЦН.

#### Вопросы практической реализации алгоритмов управления электротехнических комплексов

При отсутствии возможности регулирования в режиме реального времени всех издержек при эксплуатации УЭЦН (затраты на амортизацию, ремонт и т. д.) в качестве критерия оптимальной работы установки нами предложено принять коэффициент эффективности использования электроэнергии

$$K = \frac{C_{oil} - E_{energy}}{E_{energy}} = C_{oil} / E_{energy} - 1, \quad (1)$$

где  $C_{oil}$  – стоимость продукции (нефти);  $E_{energy}$  – затраты на электроэнергию.

Плановое (оптимальное) значение данного коэффициента определяется для установок исходя из условия экономической эффективности системы высшего уровня с учетом определяющих факторов (геологических, гидродинамических, технологических, экономических). Например, учитываются возможности и стоимость мероприятий по повышению энергоэффективности (в нашем случае – применение установок с регулируемой производительностью), стоимость энергоресурсов, затрачиваемых на поддержание пластового давления и прочее вспомогательное производство и т. д. Таким образом, затраты, не связанные непосредственно с процессом отбора (извлечения) продукта на поверхность, косвенным образом учитываются при расчете плановых показателей эффективности.

Затраты на электропотребление зависят от режима работы ЭТК и изменяются в зависимости от объема потребляемой электроэнергии и стоимости ее покупки.

Выражение, определяющее затраты на электроэнергию при добыче одной тонны нефти, выглядит следующим образом:

$$E_{energy} = C_{energy} P / Q_{oil}, \quad (2)$$

где  $C_{energy}$  – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии на месторождении с учетом мощности;  $P$  – потребляемая установкой мощность, кВт;  $Q_{oil}$  – дебит скважины по нефти, т/ч.

С учетом (2) формула (1) для расчета фактического коэффициента эффективности использования электроэнергии приобретает вид:

$$K_{fact} = \frac{C_{oil} Q_{oil}}{C_{energy} P} - 1.$$

Дебит скважины по нефти зависит от дебита скважины по жидкости, обводненности продукции и плотности нефти

$$Q_{oil} = Q_{liq} (1 - b) \rho,$$

где  $Q_{liq}$  – дебит скважины по жидкости, м<sup>3</sup>/ч;  $b$  – обводненность продукции, о.е.;  $\rho$  – плотность нефти, т/м<sup>3</sup>.

Очевидно, что при известных параметрах жидкости и сложившихся на данный момент значениях экономических показателей (стоимость нефти и стоимость электроэнергии) задача оптимизации процесса сводится к регулированию дебита и потребления электроэнергии. Для приближения  $K_{fact}$  к плановому значению  $K_{plan}$  необходимо либо снижать дебит по жидкости, либо увеличивать его при соответствующем изменении энергопотребления. Для уменьшения  $K_{fact}$  с целью минимизации  $\Delta K = K_{fact} - K_{plan}$  необходимо снизить соотношение  $Q_{liq}/P$  в рамках технологических ограничений, увеличивая значение частоты вращения ротора  $\omega_{r1}$  двигателя насоса на расчетную величину  $\Delta\omega_{r1}$  для получения соответствующего нового значения частоты вращения  $\omega_{r2} = \omega_{r1} + \Delta\omega_{r1}$ . Соотношение  $Q_{liq}/P$  уменьшается пропорционально значению  $(\omega_{r2}/\omega_{r1})^2$ , так как в соответствии с теоремой подобия  $Q_{liq} \propto \omega_{r2}/\omega_{r1}$ ;  $P \propto (\omega_{r2}/\omega_{r1})^3$ . В случае необходимости увеличения  $K_{fact}$  частоту вращения ротора двигателя насоса следует уменьшить.

Таким образом, регулирование в режиме реального времени позволит увеличить добычу нефти установками с низкими удельными затратами на электроэнергию и снизить добычу установками с высокими удельными затратами, тем самым повысить эффективность использования электроэнергии всего предприятия и снизить себестоимость конечной продукции.

Для расчета  $K_{fact}$  и оптимальной частоты вращения двигателя используется оперативная информация, обеспечиваемая датчиками и расчетами посредством математических моделей. Текущую информацию составляют данные о параметрах пластовой жидкости (плотность, вязкость, обводненность и т. д.), параметрах скважины и насоса (дебит, давление на приеме насоса, буферное давление, динамический уровень и т. д.), потреблении электроэнергии, состоянии оборудования (температура обмотки статора, уровень вибрации и т. д.).

Поиск оптимальной частоты вращения осуществляется на основе синтезированной математической модели УЭЦН с помощью методов оптимизации. Математическая модель УЭЦН как элемента технологической системы «пласт-скважина-УЭЦН» представляет собой систему уравнений, связывающую технологические и технические показатели (дебит по жидкости –  $Q_{liq}$ ; полезный момент на валу двигателя –  $M$ ; давление на приеме насоса –  $P_{pump}$ ; потребляемый установкой ток –  $I$ ; коэффициент полезного действия –  $\eta$ ; коэффициент мощности установки –  $\cos\varphi$ ) с возмущающими (пластовое давление –  $P_{form}$ ; буферное да-

вление  $-P_{buf}$ ) и управляющими воздействиями (частота  $-f$  и напряжение на выходе преобразователя  $-U$ ).

Объединяя возможности современных профессиональных программ, предназначенных для анализа работы системы «пласт–скважина–УЭЦН» (например, SubPUMP, «Автотехнолог», RosPump и т.п.), моделирования электротехнического оборудования (MatLab) и возможности метода планирования эксперимента, можно синтезировать адекватные математические модели, удобные для практической реализации алгоритма управления на основе программируемых контроллеров. При этом вычислительные эксперименты по определению связей между параметрами, проводимые с помощью указанных программ, обеспечивают возможность учесть реальную структуру и практически все существенные технические и технологические параметры системы (конкретной установки и скважины) и, соответственно, обеспечить высокую точность моделей. Метод планирования эксперимента позволяет получить зависимости

$$Q_{liq} = F_1(\omega_r, P_{form}, P_{buf}), \quad M = F_2(\omega_r, P_{form}, P_{buf}),$$

$$P_{pump} = F_3(\omega_r, P_{form}, P_{buf})$$

и

$$I = F_4(f, U, M), \quad \omega_r = F_5(f, U, M),$$

$$\eta = F_6(f, U, M), \quad \cos \varphi = F_7(f, U, M)$$

в форме алгебраических уравнений.

Полученные уравнения позволяют определить рабочую точку погружного насоса на основе контроля текущего состояния технологического процесса добычи нефти с применением информационно-измерительных средств и обеспечивают поиск оптимального режима работы установки при заданных технологических ограничениях путем подбора частоты вращения двигателя в режиме реального времени. Сопоставления измеренных на работающей скважине величин с их расчетными значениями (таблица) подтвердили высокую точность синтезированных моделей.

**Таблица.** Результаты измерений и расчетов технологических показателей скважины

**Table.** Results of measurements and calculations of well technological parameters

Измеренные величины Measured values							Расчетные значения и погрешности Rated values and errors	
№ замера Sampling	$I, A$	$U, B$ (V)	$f, Гц$ (Hz)	$P_{buf}$	$P_{pump}$	$Q_{liq}$	$Q_{liq}$	$\Delta Q_{liq},$ %
				МПа (MPa)	МПа (MPa)	м <sup>3</sup> /сут m <sup>3</sup> /day	м <sup>3</sup> /сут m <sup>3</sup> /day	
1	15,86	345,80	45,50	8,00	11,43	36,40	35,927	1,3
2	16,20	345,80	45,50	3,00	8,8	46,10	47,163	-2,31
3	16,20	353,40	46,50	8,00	11,02	38,40	37,425	2,54
4	16,54	361,00	47,50	8,00	10,54	40,10	38,542	3,89
5	16,88	368,60	48,50	8,00	10,08	41,70	39,797	4,56

Для оценки текущего значения частоты вращения насоса также можно использовать подход, основанный на сравнении значений реактивной мощности электродвигателя, вычисляемых по двум моделям [23]. Одна из моделей (рис. 2) выполняет функцию эталонной модели, используя текущие значения фазных токов  $i_{sa}(t), i_{sb}(t), i_{sc}(t)$  и напряжений  $u_{sa}(t), u_{sb}(t), u_{sc}(t)$  статора двигателя для непосредственного определения реактивной мощности. Предполагается, что текущие значения переменных состояния преобразуются блоком преобразования координат в соответствующие компоненты пространственного вектора в неподвижной системе координат  $\alpha, \beta$ : напряжения  $u_{s\alpha}(t), u_{s\beta}(t)$  и токи  $i_{s\alpha}(t), i_{s\beta}(t)$  статора двигателя.

Другая модель имеет свойства сигнальной перенастройки параметров и представляет собой адаптивную модель, которая вычисляет оценку реактивной  $\hat{q}(t)$  мощности двигателя с использованием наблюдаемых текущих значений  $\hat{\omega}(t)$  частоты вращения в реальном времени.

Наиболее распространенным законом преобразования ошибки  $\varepsilon(t)$  в оценку  $\hat{\omega}(t)$  частоты вращения двигателя является пропорционально-интегральный закон, который в дискретной форме имеет вид:

$$\hat{\omega}_r(k+1) = \hat{\omega}_r(k) + K_p |\varepsilon(k) - \varepsilon(k-1)| + CK_I T \varepsilon(k), \quad (3)$$

где  $C$  – нормирующий коэффициент;  $T$  – период дискретизации;  $K_p, K_I$  – соответственно коэффициенты пропорциональной и интегральной составляющих закона преобразования.

Коэффициенты  $K_p, K_I$  закона (3) в блоке вычисления оценки частоты вращения выбираются таким образом, чтобы текущая ошибка  $\varepsilon(t)$  стремилась к определенному заданному  $\varepsilon_{зад}$  значению:

$$\varepsilon(t) = [q(t) - \hat{q}(t)] \rightarrow \varepsilon_{зад}.$$

В качестве критерия оптимальности используется среднеквадратическая ошибка, коэффициенты  $K_p, K_I$  в блоке оптимизации определяются в положительной области значений следующей функции:

$$S(K_p, K_I, k) = \frac{1}{3} \left( |\varepsilon(k-2, K_p, K_I)| + |\varepsilon(k-1, K_p, K_I)| + |\varepsilon(k, K_p, K_I)| \right),$$

$$(K_p, K_I) = \arg \min_{K_p > 0, K_I > 0} S(K_p, K_I, k), \quad (4)$$

где  $k$  – целое вещественное число, характеризующее номер итерации вычислений.

Так как явный вид функции (4) первоначально неизвестен, а численное вычисление ее производной требует больших вычислительных затрат, то целесообразно использовать методы оптимизации, которые не требуют вычисления производных. Для нахождения минимума функции  $S(K_p, K_I, k)$ , однозначно определяющий коэффициенты  $K_p, K_I$  в (3), чаще всего применяется алгоритм Нелдера–Мида. Алгоритм оценки в режиме реального времени те-

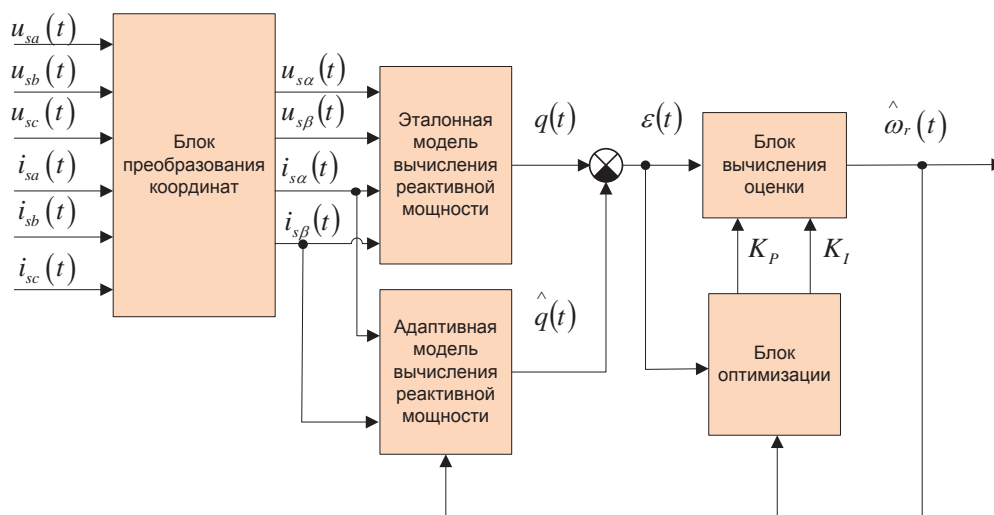


Рис. 2. Функциональная схема наблюдателя состояний для оценки частоты вращения асинхронного электродвигателя УЭЦН

Fig. 2. Diagram of observer to value the rotation frequency of induction motor

кующих значений  $\hat{\omega}_r(t)$  частоты вращения ротора двигателя позволяет построить тренд установившихся значений  $\omega_r$  и создать основу для прогнозирования параметров рабочей точки погружного насоса.

На основе предложенной стратегии разработана система управления УЭЦН [24], проверка работы которой в автоматизированном режиме подтвердила ее экономическую эффективность [20].

Таким образом, проблема повышения энергоэффективности ЭТК механизированной добычи нефти может быть решена относительно простыми средствами за счет разработки специализированных алгоритмов управления, направленных на оптимизацию по экономическому критерию режимов функционирования установок.

#### Выводы

1. Анализ технико-технологических решений в нефтедобывающей отрасли показывает, что основным направлением совершенствования ме-

ханизированной добычи нефти становится ее интеллектуализация, что определяет необходимость постановки и решения задачи разработки автоматических систем управления нефтедобычей в режиме реального времени.

2. Стратегия управления технологическим режимом работы скважины, разработанная на принципах системного подхода и направленная на минимизацию отклонения от планового значения экономического критерия, пригодна для оперативного решения задач повышения эффективности эксплуатации скважин при изменении технико-экономических условий как за счет выработки управляющих воздействий по регулированию режима работы скважины, так и за счет корректировки экономического критерия.
3. Имеющиеся в настоящее время технические средства, базы знаний и математические модели обеспечивают возможность практической реализации предложенной стратегии управления.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. BP Statistical Review of World Energy 2015. URL: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (дата обращения: 16.09.2016).
2. Фрай М.Е. Оценка современного состояния нефтяной промышленности России // Вестник Удмуртского университета. Серия «Экономика и право». – 2015. – № 2. – С. 75–85.
3. Последствия низких цен для нефтяной отрасли // Энергетический бюллетень. – Аналитический центр при правительстве РФ, 2015. – Выпуск № 20. – 31 с. URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/4547.pdf> (дата обращения: 26.09.2016).
4. Ивановский В.Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. – 2011. – № 6. – С. 18–26.
5. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский, В.И. Даришев, А.А. Сабиров, В.С. Кашта-

нов, С.С. Пекин. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 824 с.

6. Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике нефтегазовой промышленности / И.В. Белоусенко, Г.Р. Шварц, С.Н. Великий, М.С. Ершов, А.Д. Яризов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 478 с.
7. Takacs G. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance. – Oxford: Elsevier, 2009. – 440 p.
8. Зозуля Ю.И., Кизина И.Д., Алабужев В.А. Интеллектуальный нефтепромысел реального времени // Автоматизация и метрология в нефтегазовом комплексе: Матер. науч.-практ. конф. – Уфа: Нефтеавтоматика, 2007. – С. 26–28.
9. Modelling and Robustness Analysis of Model Predictive Control for Electrical Submersible Pump Lifted Heavy Oil Wells / D. Krishnamoorthy, E.M. Bergheim, A. Pavlov, M. Fredriksen, K. Fjalestad // IFAC – PapersOnLine. – 2016. – V. 49. – № 7. – P. 544–549.

10. Kladijev S. N., Slobodyan S. M., Pishchulin V. P. Automation of preparation of uranium solutions // *Tsvetn. Metall.* – 2014. – № 8. – P. 77–82.
11. Гаричев С.Н., Еремин Н.А. Технология управления в реальном времени. – М.: МФТИ, 2015. – Ч. 2. – 304 с.
12. Еремин Н.А., Еремин А.Н. Современное состояние и перспективы развития интеллектуальных скважин // *Нефть. Газ. Новации.* – 2015. – № 12 (183). – С. 51–55.
13. An automation system for gas-lifted oil wells: Model identification, control, and optimization / E. Camponogara, A. Plucenio, A.F. Teixeira, S.R.V. Campos // *Journal of Petroleum Science and Engineering.* – 2010. – V. 70. – P. 157–167.
14. Jia A., Guo J. Key technologies and understandings on the construction of Smart Fields // *Petroleum Exploration and Development.* – 2012. – V. 39. – P. 127–131.
15. Korovin I.S., Tkachenko M.G. Intelligent Oilfield Model // *Procedia Computer Science.* – 2016. – V. 101. – P. 300–303.
16. Study of the Intelligent Completion System for Liaohe Oil Field / Z. Huang, Yu. Li, Y. Peng, Z. Shen, W. Zhang, M. Wang // *Procedia Engineering.* – 2011. – № 15. – P. 739–746.
17. Ведерников В.А. Модели и методы управления режимами работы и электропотреблением погружных центробежных установок: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Тюмень, 2006. – 32 с.
18. Соловьев И.Г., Субарев Д.Н. Оптимизация подбора типоразмера и режима работы погружного насоса // *НТЖ «Вестник кибернетики».* – 2012. – № 11. – С. 3–8.
19. Sadov V.B., Plotnikova N.V. Application of Technical and Economic Criterion of Equipment Control with Sucker Rod Pump // *Procedia Engineering.* – 2015. – № 129. – P. 977–980.
20. Сипайлов В.А., Букреев В.Г., Сипайлова Н.Ю. Оптимальное управление установкой электроцентробежного насоса с частотно регулируемым асинхронным приводом // *Известия вузов. Электромеханика.* – 2009. – № 4. – С. 66–69.
21. Computer Simulation for Oil Wells with Artificial Lift Method by Electrical Submersible Pump / E.S. Batista, R.O. Costa, A.L. Maitelli, T.S. Barbosa, A.O. Salazar // *Computer Aided Chemical Engineering.* – 2009. – V. 27. – P. 393–398.
22. Боловин Е.В., Глазырин А.С. Метод идентификации параметров погружных асинхронных электродвигателей установок электроприводных центробежных насосов для добычи нефти // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов.* – 2017. – Т. 328. – № 1. – С. 123–131.
23. Лаходынов В.С., Букреев В.Г. Синтез наблюдателя состояний для оценки частоты вращения погружного электродвигателя электроцентробежного насоса // *Технические и программные средства систем управления, контроля и измерений: Труды Российской конференции с международным участием.* – М., 2008. – С. 128–130.
24. Система оптимального управления установкой электроцентробежного насоса: пат. Рос. Федерация № 88167; заявл. 10.06.09; опубл. 27.10.09.

*Поступила 02.03.2017 г.*

#### **Информация об авторах**

**Букреев В.Г.**, доктор технических наук, профессор кафедры электропривода и электрооборудования Энергетического института Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Сипайлова Н.Ю.**, кандидат технических наук, доцент кафедры электротехнических комплексов и материалов Энергетического института Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Сипайлов В.А.**, кандидат технических наук, заместитель начальника департамента технологического присоединения ОАО «Тюменьэнерго».



УДК 622.276.05:658.012

## CONTROL STRATEGY IN ACCORDANCE WITH ECONOMICAL CRITERION FOR ELECTROTECHNICAL INSTALLATION OF MECHANIZED OIL PRODUCTION

Viktor G. Bukreev<sup>1</sup>,

bukreev@tpu.ru

Nadezhda Yu. Sipaylova<sup>1</sup>,

sny@tpu.ru

Vadim A. Sipaylov<sup>2</sup>,

Sipay@yandex.ru

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

<sup>2</sup> Tyumenenergo,  
4, Universitetskaya street, Surgut, 628408, Russia.

**The relevance** of the paper is determined by the need to improve oil production and it is caused by geopolitical, economical and geological factors. The most important problem is to improve functional characteristics of mechanized oil production systems because of their high power consumption. Nowadays the idea of intelligent well technology is widely used to solve the problems at oil production. It is implemented by using control, information and telecommunication systems, and the adjustable equipment. When developing control system it is necessary to provide achievement of global result such as the cost reduction of oil production. Therefore, it is necessary to apply the principles of system approach, and economic criteria to estimate system efficiency.

**The main purpose of the research** is to improve functioning of electrotechnical installations of mechanized oil production using the system approach to control.

**The methods used in the study:** the systemic analysis of tendencies in using control, information technologies and the adjustable equipment in oil production industry; synthesis of technical and economic decisions; methods of mathematical modeling.

**The results.** The authors have developed the strategy of controlling the electrotechnical installation operating modes in mechanized oil production. It allows optimizing oil production in real time as economically effective one.

**Conclusion.** The modern potential of information technologies and adjustable oil production equipment is not fully used. The contradiction between opportunities of such equipment and their real using can be overcome by application of system approach to control the installations where economic criteria are the main indicators of effective functioning of the systems.

### Key words:

Mechanized oil production, electrotechnical installation, electric submersible pump, control, energy efficiency, economical criterion.

### REFERENCES

1. BP Statistical Review of World Energy 2015. Available at: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (accessed: 16 September 2016).
2. Fray M.E. Assessment of the current state of Russian oil industry. *Ekonomika i pravo*, 2015, no. 2, pp. 75–85. In Rus.
3. Posledstviya nizkih tsen dlya neftyanoy otrasli [Consequences of low prices for oil branch]. *Energeticheskiy byulleten*, 2015, no. 20. Available at: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/4547.pdf> (accessed: 26 September 2016).
4. Ivanovskiy V.N. Energetika dobyichi nefiti: osnovnye napravleniya optimizatsii energopotrebleniya [Oil production power: main trends of energy consumption]. *Inzhenernaya praktika*, 2011, no. 6, pp. 18–26.
5. Ivanovskiy V.N., Darishev V.I., Sabirov A.A., Kashtanov B.C., Pekin S.S. *Skvazhinnye nasosnye ustanovki dlya dobyichi nefiti* [Well electrical pumps for oil production]. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas Press, 2002. 824 p.
6. Belousenko I.V., Shvarts G.R., Velikiy S.N., Ershov M.S., Yarizov A.D. *Novye tekhnologii i sovremennoe oborudovanie v elektroenergetike neftegazovoy promyshlennosti* [New technologies and modern equipment in power industry of oil and gas branch]. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2007. 478 p.
7. Takacs G. *Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance*. Oxford, Elsevier, 2009. 440 p.
8. Zozulya Yu.I., Kizina I.D., Alabuzhev V.A. Intellektualny neftepromysel realnogo vremeni [Intelligent oil field of real time]. *Avtomatizatsiya i metrologiya v neftegazovom komplekse: materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Scientific Conference. Automation and metrology in an oil and gas industry]. Ufa, 2007. pp. 26–28.
9. Krishnamoorthy D., Bergheim E.M., Pavlov A., Fredriksen M., Fjalestad K. Modelling and Robustness Analysis of Model Predictive Control for Electrical Submersible Pump Lifted Heavy Oil Wells. *IFAC – PapersOnLine*, 2016, vol. 49, no. 7, pp. 544–549.
10. Kladiyev S.N., Slobodyan S.M., Pishchulin V.P. Automation of preparation of uranium solutions. *Tsvetnyye Metally*, 2014, no. 8, pp. 77–82.
11. Garichev S.N., Eremin N.A. *Tekhnologiya upravleniya v realnom vremeni* [Real time technology control]. Moscow, MFTI Press, 2015. 304 p.
12. Eremin N.A., Eremin A.N. Modern state and prospects of intelligent wells development. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2015, no. 12 (183), pp. 51–55. In Rus.
13. Camponogara E., Plucenio A., Teixeira A.F., Campos S.R.V. An automation system for gas-lifted oil wells: Model identification, control, and optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010, vol. 70, pp. 157–167.
14. Jia A., Guo J. Key technologies and understandings on the construction of Smart Fields. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, vol. 39, pp. 127–131.

15. Korovin I.S., Tkachenko M.G. Intelligent Oilfield Model. *Procedia Computer Science*, 2016, vol. 101, pp. 300–303.
16. Huang Z., Li Yu., Peng Y., Shen Z., Zhang W., Wang M. Study of the Intelligent Completion System for Liaohe Oil Field. *Procedia Engineering*, 2011, no. 15, pp. 739–746.
17. Vedernikov V.A. *Modeli i metody upravleniya rezhimami raboty i elektropotrebleniem pogruzhnykh tsentrobezhnykh ustanovok. Dis. Dokt. nauk* [Models and methods to control operation modes and power consumption of electrical submersible pumps. Dr. Diss.]. Tyumen, 2006. 32 p.
18. Solovev I.G., Subarev D.N. Optimizatsiya podbora tiporazmera i rezhima raboty pogruzhnogo nasosa [Optimization of choice of a standard size and operation mode of the submersible pump]. *Vestnik kibernetiki*, 2012, no. 11, pp. 3–8.
19. Sadov V.B., Plotnikova N.V. Application of Technical and Economic Criterion of Equipment Control with Sucker Rod Pump. *Procedia Engineering*, 2015, vol. 129, pp. 977–980.
20. Sipaylov V.A., Bukreev V.G., Sipaylova N.Yu. Optimum control of the electrical submersible pump with adjustable-frequency induction drive. *Elektromekhanika*, 2009, no. 4, pp. 66–69.
21. Batista E.S., Costa R.O., Maitelli A.L., Barbosa T.S., Salazar A.O. Computer Simulation for Oil Wells with Artificial Lift Method by Electrical Submersible Pump. *Computer Aided Chemical Engineering*, 2009, vol. 27, pp. 393–398.
22. Bolovin E.V., Glazyirin A.S. Method for identifying parameters of submersible induction motors of electrical submersible pump units for oil production. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo assets engineering*, 2017, vol. 328, no. 1, pp. 123–131. In Rus.
23. Lakhodynov V.S., Bukreev V.G. Sintez nablyudatelya sostoyaniy dlya otsenki chastoty vrashcheniya pogruzhnogo elektrodvigatelya elektrosentrobezhnogo nasosa [Synthesis of the observer to value the rotation frequency of the electric motor for submersible pump]. *Tekhnicheskie i programnye sredstva sistem upravleniya, kontrolya i izmereniy. Trudy Rossiyskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem* [Technical and software tools of control, regulation and measurement. Proc. Russian conference with International participation]. Moscow, 2008. pp. 128–130.
24. Sipaylov V.A., Bukreev V.G., Sipaylova N.Yu. *Sistema optimalnogo upravleniya ustanovkoy elektrosentrobezhnogo nasosa* [System of optimum control of electric submersible pump]. Patent RF, no. 88167, 2009.

Received: 2 March 2017.

#### Information about the authors

**Viktor G. Bukreev**, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Nadezhda Yu. Sipaylova**, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Vadim A. Sipaylov**, Cand. Sc., deputy director, Tyumenenergo.