

# АВТОМАТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

УДК 62-523

DOI: 10.17587/mau.21.102-109

К. Ф. Тагирова, д-р техн. наук, проф., tagirovakf@yandex.ru,

И. Ф. Нураев, д-р техн. наук, доц., inugaev@yandex.ru,

Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа,

ООО НИИ Технических систем "Пилот", г. Уфа

## Концептуальные основы автоматизации управления установками электроцентробежных насосов нефтедобывающих скважин\*

Статья посвящена анализу актуальных задач автоматизации управления установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) нефтедобывающих скважин и современные подходы к их решению. Показано, что решение задачи управления УЭЦН требует создания сложных многоуровневых систем (АСУ УЭЦН). Рассмотрен двухуровневый подход к построению АСУ УЭЦН, включающей в себя планирующий и оперативный уровни управления, где планирующий уровень вырабатывает требования к параметрам режима работы УЭЦН, обеспечивающим оптимальные показатели добычи нефти, а оперативный уровень обеспечивает их реализацию. Приведены подходы к построению структуры и алгоритмического обеспечения указанных уровней управления. Рассмотрен подход к реализации планирующего уровня управления на базе кустового информационно-вычислительного центра, взаимодействующего с отдельными группами скважин месторождения, а также с информационно-вычислительным центром месторождения, реализующим координирующее управление месторождением в целом. Рассмотрен подход к построению оперативного уровня управления на основе формирования таких подсистем, как подсистема вывода на режим работы, обеспечивающая переход УЭЦН на оптимальный режим; подсистема регулирующего управления, обеспечивающая поддержание параметров режима работы в условиях возмущающих воздействий; подсистема аварийного управления, предотвращающая возникновение отказов. Рассмотрены подходы к построению алгоритмического обеспечения для решения задач указанных подсистем.

**Ключевые слова:** нефтедобывающая скважина, электроцентробежный насос, многоуровневые системы управления, автоматическое регулирование, аварийное управление

### Введение

В настоящее время до 70 % нефти добывается на базе установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Это обуславливает актуальность непрерывного повышения показателей их эффективности, таких как производительность, экономичность, время безотказной работы и др., которые в итоге формируют себестоимость добываемой нефти. Повышение указанной эффективности достигается как путем совершенствования эксплуатационных показателей элементов УЭЦН, так и путем создания эффективных автоматизированных систем управления (АСУ). Опыт испытаний АСУ УЭЦН различных производителей показал их значительный потенциал по повышению таких показателей, как время безотказной работы за счет автоматического предотвращения аварийных ситуа-

ций, производительность и экономичность за счет автоматического поддержания оптимальных режимов работы. В то же время испытания данных систем, проводимые ведущими нефтедобывающими предприятиями, показывают ряд недостатков, содержащих их массовое внедрение [1]. Одной из основных проблем, выявленных в процессе данных испытаний, является недостаточная эффективность алгоритмического обеспечения АСУ УЭЦН, приводящая в ряде случаев к недопустимым управлением решениям. Решение данной проблемы связано с совершенствованием методологии синтеза алгоритмов управления, включая повышение эффективности применяемых математических моделей, а также применение достижений современной теории автоматического управления и искусственного интеллекта.

В данной статье приводится аналитический обзор актуальных задач автоматизации управления УЭЦН нефтедобывающих скважин и подходы к их решению.

\*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 17-08-01569.

## УЭЦН как объект управления

Для определения УЭЦН как объекта управления необходимо выделить такие параметры, как управляемые параметры  $X$ , параметры управляющих  $U$  и возмущающих  $V$  воздействий. Для этого рассмотрим структуру и принцип действия современных УЭЦН.

УЭЦН представляет собой сложную многосвязную систему, основными элементами которой являются: колонна насосно-компрессорных труб (НКТ), формирующая канал для движения добываемой жидкости из скважины в наземную систему сбора нефти (НСС) посредством устьевого оборудования (УО); погружной центробежный насос (ЦН), обеспечивающий напор и подачу жидкости в НКТ; погружной (асинхронный или вентильный) электродвигатель (ПЭД), обеспечивающий скорость и момент вращения ЦН; станция управления (СУ), обеспечивающая и управляющая электропитанием ПЭД с помощью управляемого частотного преобразователя; кабель питания (КП), обеспечивающий подачу электропитания от СУ в ПЭД; телеметрическая система (ТМС), обеспечивающая измерение и передачу в СУ значений параметров, характеризующих состояние погружных элементов УЭЦН (температуры, давления, вибрации, электрических токов и др.) (рис. 1, см. вторую сторону обложки).

Рассмотрим основные особенности работы УЭЦН, связанные с ее взаимодействием с нефтеносным пластом и скважиной (рис. 1). До начала процесса извлечения жидкость (смесь из нефти, воды, растворенного газа и др.) поступает в обсадную колонну (ОК) скважины из нефтеносного пласта вследствие разницы между пластовым давлением  $P_{\text{пл}}$  и давлением  $P_{\text{заб}}$  в забойной зоне скважины ( $P_{\text{заб}} < P_{\text{пл}}$ ), образуя приток пластовой жидкости  $Q_{\text{пр}}$ . По мере заполнения ОК жидкостью происходит рост забойного давления  $P_{\text{заб}}$ , создаваемого столбом  $L_{\text{ж}}$  данной жидкости:  $P_{\text{заб}} = \rho g L_{\text{ж}}$ , где  $\rho$  — плотность жидкости,  $g$  — ускорение свободного падения. После того как забойное давление достигает значения пластового ( $P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}}$ ), приток жидкости в скважину прекращается ( $Q_{\text{пр}} = 0$ ), устанавливается статическая высота  $L_{\text{ж}}$  столба жидкости и соответствующий уровень  $H$  (статический уровень) жидкости, равный расстоянию от устья скважины до поверхности жидкости:  $H = L_{\text{скв}} - L_{\text{ж}}$ ,

где  $L_{\text{скв}}$  — длина скважины. Для извлечения жидкости в скважину опускается УЭЦН на глубину, равную длине  $L_{\text{НКТ}}$  колонны НКТ. После включения УЭЦН происходит отток  $Q$  жидкости из скважины в НКТ и далее в НСС. Отток вызывает понижение высоты столба жидкости  $L_{\text{ж}}$ , повышение уровня  $H$ , снижение забойного давления ниже пластового ( $P_{\text{заб}} < P_{\text{пл}}$ ) и в результате возобновление притока  $Q_{\text{пр}}$  жидкости в скважину из пласта. После того как приток сравнивается с добываемым потоком ( $Q_{\text{пр}} = Q$ ), происходит стабилизация высоты  $L_{\text{ж}}$  столба жидкости и уровня  $H$  (динамический уровень), а УЭЦН выходит на номинальный режим работы с дебитом  $Q$ .

Рассмотрим основные параметры, характеризующие УЭЦН:

1) множество параметров ( $A$ ), определяющих свойства УЭЦН, включающее в себя:

- подмножество параметров ( $A_1$ ), определяющих свойства элементов УЭЦН: ПЭД, ЦН, НКТ;
- подмножество параметров ( $A_2$ ), определяющих свойства нефтеносного пласта: проницаемость, давление и др.;
- подмножество параметров ( $A_3$ ), определяющих свойства добываемой жидкости: концентрации нефти, воды, газа; вязкость, температура и др.;

2) множество параметров ( $B$ ), характеризующих процесс нефтедобычи на базе УЭЦН, включающее в себя:

- подмножество параметров ( $B_1$ ), характеризующих процесс движения добываемой жидкости: дебит  $Q$ , динамический уровень  $H$  и др.;
- подмножество параметров ( $B_2$ ), характеризующих режим работы ПЭД: потребляемая мощность, параметры электрических фазных напряжений и токов; температура; текущая наработка и др.;
- подмножество параметров ( $B_3$ ), характеризующих режим работы ЦН: напор, подача, давление на входе и выходе, температура и др.

С точки зрения управления указанные параметры можно разделить на следующие группы:

- управляемые параметры:  $X = (B_1, B_3)$ ;
- параметры управляющих воздействий:  $U = B_2$ ;
- параметры возмущающих воздействий:  $V = (A_1, A_2, A_3)$ .

Анализ УЭЦН как объекта управления, включая математические модели, приведен в работах [4, 7, 8].

## Цели, задачи и обобщенная структура АСУ УЭЦН

Целью АСУ УЭЦН является обеспечение множества  $P_{\text{опт}}$  проектных показателей эксплуатации УЭЦН, таких как проектный среднегодовой дебит нефти, проектный межремонтный период и др. Для достижения указанной цели необходимо решение в реальном времени следующих задач:

- обеспечение оптимальных параметров элементов УЭЦН ( $B_1$ );
- поддержание оптимальных параметров режима работы УЭЦН ( $B_2$ ).

Данная цель может быть достигнута на основе двухуровневой структуры АСУ УЭЦН, включающей в себя:

- *планирующий уровень управления* — определение оптимальных параметров элементов УЭЦН ( $B_{1,\text{опт}}$ ) и параметров режима работы УЭЦН ( $B_{2,\text{опт}}$ );
- *оперативный уровень управления* — реализация оптимальных параметров элементов ( $B_1 = B_{1,\text{опт}}$ ) и параметров режима работы УЭЦН ( $B_2 = B_{2,\text{опт}}$ ).

Рассмотрим подход к реализации двухуровневой структуры АСУ УЭЦН (рис. 2, см. вторую сторону обложки). Планирующий уровень управления реализуется на базе кустовых информационно-вычислительных центров, охватывающих отдельные группы скважин месторождения, взаимодействует с оперативным уровнем управления, а также с информационно-вычислительным центром месторождения, реализующим координирующее управление месторождением в целом.

Далее рассмотрены подходы к построению алгоритмического обеспечения указанных уровней управления.

### Планирующий уровень управления УЭЦН

Планирующий уровень управления реализуется на базе кустовых информационно-вычислительных центров, охватывающих отдельные группы скважин месторождения.

Задачей данного уровня управления является выработка управленческих решений, включающих в себя:

1) оптимальные значения параметров  $Y_{\text{опт}}$  элементов УЭЦН и мероприятия  $M_{\text{опт}}$  по их обеспечению (замена элементов, изменение глубины погружения, геолого-технологические мероприятия и др.);

2) оптимальные параметры  $X_{\text{опт}}$  режимов работы УЭЦН (уставки) отдельных скважин. Далее указанные решения передаются на оперативный уровень управления для реализации.

Решения принимаются на основе следующей входной информации:

1) требуемые (оптимальные) значения показателей  $P_{\text{опт}}$  нефтедобычи скважин группы, получаемые от информационно-управляющего центра месторождения; данные параметры вырабатываются в целях координирования работы всех групп скважин месторождения;

2) параметры  $G$ , характеризующие текущую геологическую обстановку и свойства добываемой жидкости в области питания группы скважин от геологических служб месторождения;

3) параметры  $X$  режимов работы УЭЦН от отдельных скважин группы.

Автоматизация данного уровня предполагает применение систем поддержки принятия управленческих решений, решаящих следующие основные задачи:

1) сбор, предварительная обработка, классификация больших массивов полученной оперативной информации о различных аспектах процесса нефтедобычи;

2) прогнозирование развития процессов на скважинах группы;

3) выработка рекомендаций по принятию решений об управлении УЭЦН скважин группы, обеспечивающих требуемые показатели нефтедобычи.

Окончательные решения ( $Y_{\text{опт}}$ ,  $X_{\text{опт}}$ ) принимаются технологом (рис. 3).

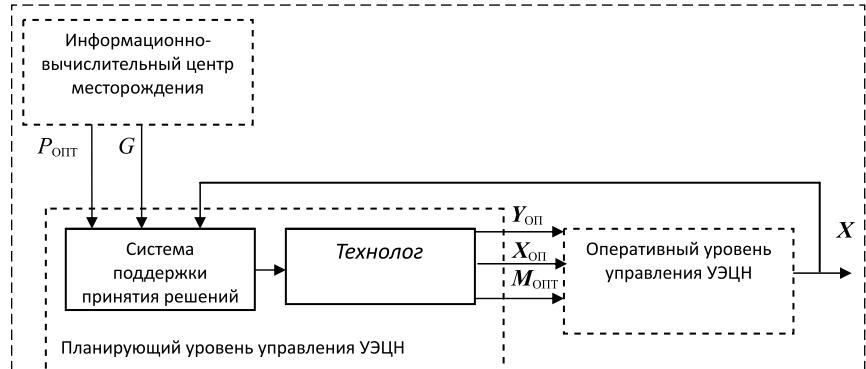


Рис. 3. Структура системы планирующего уровня управления УЭЦН

Fig. 3. The structure of the planning level of the ESP control system

Подходы к построению математического и алгоритмического обеспечения указанных систем поддержки принятия решений на основе методов теории искусственного интеллекта рассмотрены в работах [5, 6]. Современные подходы к построению алгоритмов координированного управления группами скважин месторождения рассмотрены в работах [2, 3].

## Оперативный уровень управления УЭЦН

Оперативный уровень является нижним уровнем управления УЭЦН, на котором непосредственно выполняются управленческие решения ( $Y_{\text{опт}}$ ,  $X_{\text{опт}}$ ), выработанные на планирующем уровне. Задачи оперативного уровня можно разделить на следующие виды:

1) обеспечение оптимальных параметров  $Y_{\text{опт}}$  элементов УЭЦН — замена и ремонт элементов, геолого-технологические мероприятия; данная задача выполняется периодически со сравнительно большими интервалами, представляет собой множество сложных технологических операций (спуск, подъем, демонтаж и т. д.) и в целом выполняется вручную;

2) обеспечение оптимальных параметров  $X_{\text{опт}}$  режима работы УЭЦН — поддержание дебита скважины, предотвращение аварийных ситуаций и др.; решение данной задачи требует комплексной автоматизации.

Рассмотрим подходы к автоматизации задачи обеспечения оптимального режима работы УЭЦН. Для этого целесообразно разделить данную задачу управления на следующие составляющие: аварийное управление; управление выводом на режим работы; регулирование параметров режима работы. Каждая из указанных составляющих задачи управления требует своего аппаратного алгоритмического обеспечения, которые рассмотрены ниже.

## Аварийное управление УЭЦН

Цель аварийного управления УЭЦН — предотвращение отказов его элементов (ПЭД, ЦН) путем их защиты от действия различных негативных факторов. Задачи аварийного управления можно разделить на следующие группы по видам наиболее значимых негативных факторов:

1) защита от негативных факторов электропитания УЭЦН, таких как отклонение амплитуд фазных напряжений от номинальных значений; дисбаланс амплитуд фазных напряжений и др.;

2) защита от негативных факторов добываемой жидкости, таких как повышенное содержание механических примесей; повышенное содержание растворенного газа; повышенная температура добываемой жидкости; пониженное пластовое давление и др.;

3) защита от негативных технологических факторов, таких как снижение сопротивления изоляции кабеля питания; слив жидкости из НКТ; дисбаланс обмоток полюсов статора и др.

Аппаратное обеспечение аварийного управления включает в себя измерительные устройства, контроллер и исполнительные устройства. К измеряемым критическим параметрам относятся: параметры фаз питающего напряжения; параметры потребляемых фазных токов; температура ПЭД; давление на входе ПЭД и др. Измерение выполняется с помощью наземных измерительных устройств и погружных телеметрических систем, таких как термоманометрические системы (ТМС). Функции контроллера и исполнительного устройства здесь выполняют элементы в составе станций управления УЭЦН.

Алгоритмическое обеспечение аварийного управления представляет собой множество решающих правил, выполняющих допусковый контроль критических параметров УЭЦН и формирование сигналов на изменение режима работы УЭЦН. Алгоритмы должны также предусматривать возможность автоматического выхода из аварийного режима при прекращении действия негативных факторов. Взаимодействие с планирующим уровнем управления здесь выполняется путем получения от него значений допусков и критериев выхода из аварийного режима (установок). Структура подсистемы аварийного управления показана на рис. 4, где  $X_0$  — множество установок,  $X_1$  — мно-

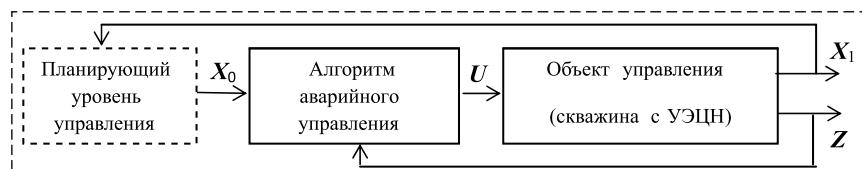


Рис. 4. Структура подсистемы аварийного управления УЭЦН  
Fig. 4. The structure of the subsystem for ESP emergency control

жество измеряемых критических параметров УЭЦН,  $U$  — множество управляющих воздействий,  $Z$  — множество контролируемых параметров, характеризующих негативные факторы.

## Регулирование параметров режима работы УЭЦН

Одной из наиболее актуальных задач регулирования параметров режима работы УЭЦН является поддержание максимально допустимого дебита  $Q$  скважин.

Аппаратное обеспечение регулирующего управления включает в себя измерительные устройства, контроллер и исполнительные устройства. Непосредственное оперативное измерение дебита на скважине сегодня аппаратно не реализуется, вместо этого используются косвенные оценки с помощью датчиков динамического уровня  $H$  жидкости или давления  $P_{\text{вх}}$  жидкости на входе насоса. Функции контроллера и исполнительного устройства здесь выполняют элементы (ПЛК, ПЧ) в составе штатных станций управления УЭЦН. Управляющим воздействием  $U$  здесь являются параметры электрического питающего напряжения ПЭД (действующее значение  $u$ , частота  $f$ ).

Алгоритмическое обеспечение регулирующего управления представляет собой закон выработки управляющего воздействия  $U$ , обеспечивающего поддержание дебита  $Q$  скважины на максимально допустимом уровне  $Q_{\text{кр}}$  в условиях действия возмущающих воздействий  $Y$ . Подход к построению данного алгоритма во многом определяется критерием, характеризующим достижение критического значения дебита  $Q_{\text{кр}}$ . Данный критерий определяется факторами, ограничивающими дебит скважины. К наиболее значимым факторам здесь относится выделение растворенного в жидкости газа на приеме насоса, приводящее к срыву его подачи. Причиной выделения газа является снижение давления  $P_{\text{вх}}$  жидкости на входе насоса ниже критического  $P_{\text{нac}}$  (давление насыщения), которое создается столбом жидкости высотой  $L_{\text{вх}}$ , расположенным в скважине над насосом:  $P_{\text{вх}} = \rho g L_{\text{вх}}$ . Дебит  $Q$  скважины связан с давлением  $P_{\text{вх}}$  посредством высоты  $L_{\text{вх}}$  столба жидкости. Чем больше дебит  $Q$ , тем меньше высота столба

жидкости  $L_{\text{вх}}$ , а следовательно, давление  $P_{\text{вх}}$ . Таким образом, дебит  $Q$  ограничен некоторым критическим значением  $Q_{\text{кр}}$ , при котором давление на входе  $P_{\text{вх}}$  становится равным допустимому уровню — давлению насыщения  $P_{\text{нac}}$ .

Рассмотрим алгоритм поддержания максимально допустимого дебита скважины с учетом указанного фактора. Данный алгоритм может быть построен как алгоритм автоматической стабилизации давления  $P_{\text{вх}}$  на входе насоса на уровне давления насыщения  $P_{\text{нac}}$  посредством изменения дебита скважины. Основным возмущающим воздействием здесь является колебание пластового давления  $P_{\text{пл}}$ , приводящее к колебаниям высоты  $L_{\text{вх}}$  столба жидкости над насосом, а следовательно, и давления  $P_{\text{вх}}$ . При этом стабилизация происходит при различных значениях дебита  $Q$ . К возмущающим факторам можно также отнести колебания свойств  $V_2$  добываемой жидкости, таких как газосодержание, водосодержание, температура и др., приводящие к колебаниям критического давления насыщения  $P_{\text{нac}}$ , что требует коррекции значения  $P_{\text{нac}}$  как уставки. Данная задача может выполняться на планирующем уровне управления по оперативным данным о добываемой жидкости. Для стабилизации в качестве законов регулирования могут быть применены такие непрерывные законы, как ПИД регуляторы, нечеткие регуляторы и др. Структура подсистемы непрерывного регулирования дебита показана на рис. 5.

Еще одним фактором, ограничивающим максимально допустимый дебит скважины, является КПД ЦН. Так, при низких пластовых давлениях  $P_{\text{пл}}$  возможны ситуации, когда критическое значение дебита снижается до величин, обеспечение которых требует работы ЦН с неприемлемо низким КПД. В данном случае применение вышеприведенного непрерывного алгоритма регулирования становится нецелесообразным. Одним из подходов к решению задачи в данном случае является применение

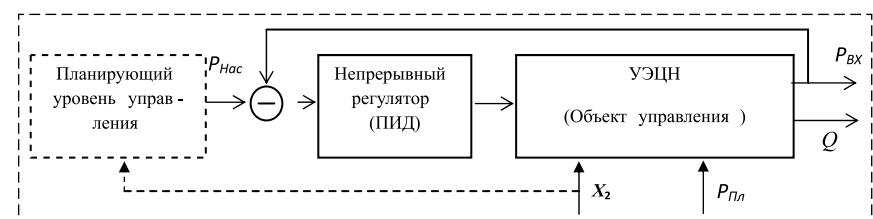


Рис. 5. Структура подсистемы непрерывного регулирования дебита УЭЦН  
Fig. 5. The structure of the subsystem for ESP production rate continuous control

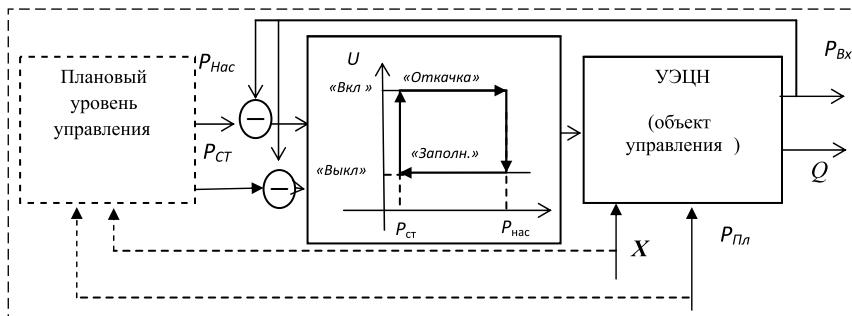


Рис. 6. Структура подсистемы прерывного регулирования дебита УЭЦН  
Fig. 6. The structure of the subsystem for discontinuous control of ESP production rate

двоихпозиционных законов регулирования. Рассмотрим один из данных законов, при котором УЭЦН периодически переходит в один из следующих режимов работы (рис. 6):

1) режим заполнения скважины — УЭЦН выключен, жидкость из пласта поступает в скважину до достижения статического уровня  $H_{ct}$ ;

2) режим откачки жидкости — УЭЦН включен в номинальный режим (КПД равен номинальному значению), жидкость откачивается из скважин до достижения критического динамического уровня  $H_{kp}$ .

Подходы к построению математического и алгоритмического обеспечения задач оперативного уровня управления УЭЦН представлены в работах [6–8, 10].

(рис. 7). За период остановки добычи в колонне над ЦН накапливается статический уровень жидкости, уровень которого значительно превосходит номинальный. После запуска УЭЦН происходит постепенное снижение данного уровня жидкости от статического до номинального динамического. В течение данного процесса в ЦН поступает жидкость в основном за счет снижения ее уровня над насосом, т. е. сверху вниз. Это приводит к тому, что существенно падает поток, обтекающий и охлаждающий ПЭД, который расположен ниже ЦН.

Одним из подходов к построению алгоритма защиты от нарушения процесса охлаждения ПЭД является применение программы, состоящей из повторяющихся циклов управления, включающих в себя следующие операции:

1) временной интервал пуска УЭЦН: плавный вывод на номинальный режим с ограничением пусковых токов ПЭД;

2) временной интервал работы УЭЦН в номинальном режиме;

3) временной интервал остановки УЭЦН: плавная безопасная остановка;

4) временной интервал охлаждения ПЭД.

Ошибки в расчетах и настройках, допущенные при подготовке к выводу скважины на режим,

могут привести к невозможности выполнения задачи и отказу оборудования. Например, ошибки чередования фаз питающего напряжения ПЭД могут привести к вращению УЭЦН в противоположную сторону и, следовательно, отсутствию подачи. Таким образом, задачу вывода на режим работы УЭЦН можно рассматривать как специальную задачу аварийного управления. В целях защиты от ошибок в настройках оборудования скважины в алгоритм вво-

## Управление выводом на режим работы УЭЦН

Задача вывода на режим работы УЭЦН решается в следующих случаях: первый пуск скважины; пуск после операций по изменению параметров или замене и ремонту ее элементов, связанных с изъятием УЭЦН из скважины. Особенностями данной задачи являются следующие: нарушение процесса охлаждения

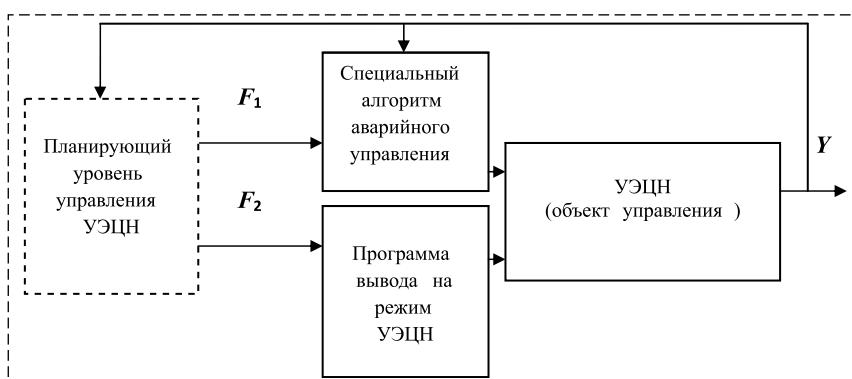


Рис. 7. Структура алгоритма управления выводом УЭЦН на режим работы  
Fig. 7. The control algorithm structure of ESP output to the operation mode

дится контроль дополнительных параметров, в частности, контроль скорости изменения динамического уровня жидкости в скважине. При его несоответствии расчетным значениям выполняется остановка УЭЦН, поиск и устранение ошибок или неисправностей.

### Общая структура взаимодействия уровней управления УЭЦН

На основе вышеприведенных структур подсистем можно представить общую структуру системы управления УЭЦН скважины (рис. 8). На рис. 8 указаны следующие параметры:  $F_0$  — параметры, определяющие текущие алгоритмы управления;  $F_1, F_2, F_3, F_4$ ,  $U_1, U_2, U_3, U_4$  — параметры, определяющие уставки и управляющие воздействия соответственно аварийного управления, управления выводом на режим УЭЦН, непрерывного и прерывного регулирования;  $X$  — измеряемые параметры УЭЦН;  $Y$  — измеряемые параметры добываемой жидкости.

### Заключение

Решение задачи автоматизации управления УЭЦН нефтедобывающей скважины требует создания сложных многоуровневых систем принятия и реализации управленческих решений. Верхние (планирующие) уровни управления требуют разработки систем поддержки принятия решений, выполняющих в реальном времени сбор и анализ больших объемов информации о различных аспектах процесса работы скважины с УЭЦН. Актуальными задачами этого уровня являются разработка моделей идентификации и прогнозирования процессов нефтедобычи, а также алгоритмов поиска управленческих решений, направленных на оптимизацию данных процессов. Нижние (оперативные) уровни управления требуют разработки систем аварийного и регулирующего управления, реализующих решения, принятые на верхних уровнях. Актуальной задачей данного уровня управления является разработка динамических моделей процессов работы УЭЦН, обеспечивающих синтез оп-

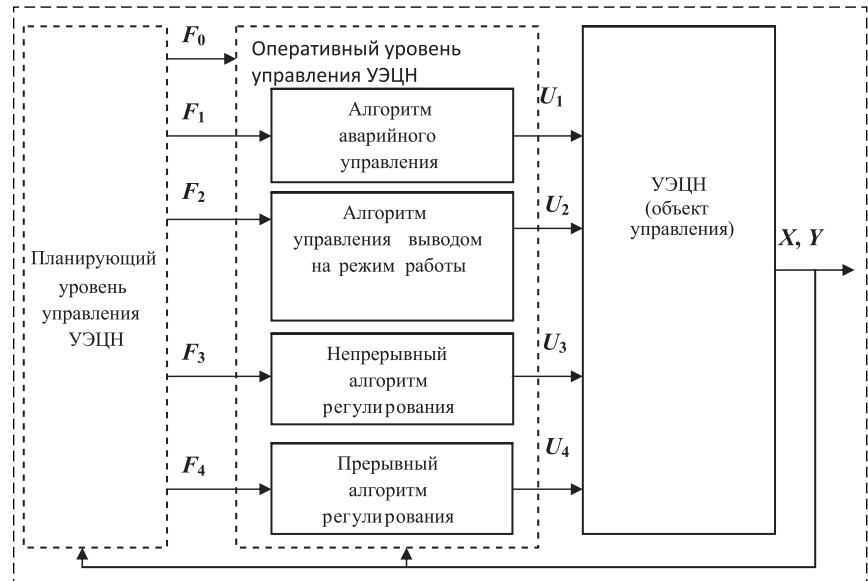


Рис. 8. Структура алгоритмического обеспечения АСУ УЭЦН  
Fig. 8. The algorithmic structure of the ESP automated control system

тимальных алгоритмов реализации решений верхнего уровня управления, таких как стабилизация, ввод-вывод из режима, аварийное управление и др.

### Список литературы

1. Худяков Д., Маркелов Д. Интеллектуальные станции управления УЭЦН // Нефтегазовая Вертикаль. 2011. № 11. С. 64–68.
2. Тагирова К. Ф. Решение актуальных задач автоматизации добычи нефти на основе иерархической системы моделей // Мехатроника, автоматизация, управление. 2007. № 9. С. 37–40.
3. Тагирова К. Ф. Повышение эффективности добычи нефти на основе координации управления технологическими процессами и объектами // Вестник УГАТУ. 2007. Т. 10, № 2 (27). С. 48–52.
4. Ильясов Б. Г., Тагирова К. Ф., Комелин А. В. Самоорганизующаяся нейросетевая система диагностики установки электроцентробежного насоса // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2005. № 10. С. 20–23.
5. Ильясов Б. Г., Тагирова К. Ф., Комелин А. В. УЭЦН как сложный динамический объект управления // Технологии ТЭК. 2005. № 5. С. 94–99.
6. Нураев И. Ф., Васильев В. И. Управление процессами скважинной добычи нефти на основе каскадных алгоритмов // Мехатроника, автоматизация, управление. 2015. № 5. С. 321–326.
7. Нураев И. Ф., Искужин Р. В. Динамическая модель нефтедобывающей скважины на базе УЭЦН как объекта управления // Нефтегазовое дело. 2012. № 5.
8. Нураев И. Ф., Искужин Р. В. Комплекс математических моделей для синтеза алгоритмов управления процессами в нефтедобывающих скважинах // Вестник УГАТУ. Сер. "Управление, вычислительная техника и информатика". 2012. Т.16, № 8(53). С. 36–44.
9. Нураев И. Ф., Искужин Р. В. Анализ и синтез алгоритмов управления нефтедобывающей скважиной на базе

электрического центробежного насоса // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2013. Т. 8, № 1. С. 18–20.

10. Konopczynski M. R., Moore W. R., Hailstone J. J. ESPs and Intelligent Completions // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, 2002.

11. Gamboa J. A., Prado M. G. Review on ESP Surging Correlations and Models // SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, USA, 2011.

12. Shimokata N., Yamada Y. Troubles, Problems and Improvement of ESP // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, UAE, 2010.

## Actual Tasks of Oil-Well Electric Submersible Pump Control Automation

K. F. Tagirova, tagirovaf@yandex.ru, I. F. Nugaev, inugaev@yandex.ru,  
Ufa State Aviation Technical University, Ufa, 450008, Russian Federation

Corresponding author: Tagirova Klara F., Ph. D., Professor,  
Ufa State Aviation Technical University, Ufa, 450008, Russian Federation, e-mail: tagirovaf@yandex.ru

Accepted on October 10, 2019

### Abstract

The article is devoted to the analysis of actual problems of automation of control of the installations of electric centrifugal pumps (ESPs) of oil producing wells and modern approaches to their solution. The solution of the problem requires the creation of complex multi-level systems for the adoption and implementation of control decisions. The top (planning) level of control requires the development of decision support systems that perform real-time collection and analysis of large amounts of information about the various work processes with ESPs. Actual tasks of this level are the development of models for identification and forecasting of oil production processes, as well as algorithms for finding control solutions aimed at optimizing these processes. Lower (operational) levels of management require the development of emergency and regulatory control systems that implement decisions taken at the upper levels. The actual tasks of this level of management are the development of dynamic models of the ESP process that provide the synthesis of optimal algorithms for implementing top-level management solutions, such as stabilization, I/O, emergency control. The main goals, tasks of these systems and approaches to the solution are considered. The analysis of ESP as a complex multiply connected control object is given. Controllable parameters, parameters of controlling and disturbing influences are distinguished. The generalized multilevel structure of the ESP control system and approaches to the construction of subsystems solving management tasks at various levels are considered. The approach to the construction of the system of the upper — planning level of the ESP control, the principles of its interaction with higher and subordinate systems is considered. The approach to the construction of the subsystem of the lower — operational level of the ESP control is considered. The tasks of this level of control are considered, including such as emergency control, regulation of the mode parameters, output to the operating mode. The classification of groups of emergency control tasks on protection from the most significant types of negative factors and approaches to their solution is given. The approach to the solution of the problem of ensuring the maximum oil production, as a problem of stabilizing the critical pressure at the pump inlet, is considered. Continuous and positional variants of algorithms for solving this problem are presented.

**Keywords:** automated control systems, oil producing wells, electric submersible pump, multi-level control system, emergency control, stabilizing control, continuous and positional control algorithms

For citation:

Tagirova K. F., Nugaev I. F. Actual Tasks of Oil-Well Electric Submersible Pump Control Automation, *Mekhatronika, Avtomatizatsiya, Upravlenie*, 2020, vol. 21, no. 2, pp. 102–109.

DOI: 10.17587/mau.21.102-109

### References

1. Khudyakov D., Markelov D. Intelligent control stations of ESP, *Neftegazovaya Vertikal*, 2011, no. 11, pp. 64–68 (in Russian).
2. Tagirova K. F. Solution of actual problems of automation of oil production on the basis of a hierarchical system of models, *Mekhatronika, avtomatizatsiya, upravlenie*, 2007, no. 9, pp. 37–40 (in Russian).
3. Tagirova K. F. Increasing the efficiency of oil production on the basis of coordination of management of technological processes and facilities, *Vestnik UGATU*, 2007, vol. 10, no. 2 (27), pp. 48–52 (in Russian).
4. Ilyasov B. G., Tagirova K. F., Komelin A. V. Self-organizing neural network diagnosis system for the installation of an electric centrifugal pump, *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v neftyanoy promyshlennosti*, 2005, no. 10, pp. 20–23 (in Russian).
5. Ilyasov B. G., Tagirova K. F., Komelin A. V. ESP as a complex dynamic control object, *Tekhnologii TEK*, 2005, no. 5, pp. 94–99 (in Russian).
6. Nugaev I. F., Vasilyev V. I. Control of oil-well production on the basis of cascade algorithms, *Mekhatronika, avtomatizatsiya, upravlenie*, no. 5, pp. 321–326 (in Russian).
7. Nugaev I. F., Iskozhin R. V. Dynamic model of oil production on the basis of ESP as control object, *Elektronnyy nauchnyy zhurnal "Neftegazovoye delo"*, 2012, no. 5 (in Russian).
8. Nugaev I. F., Iskozhin R. V. A complex of mathematical models for the synthesis of process control algorithms in oil-producing wells, *Vestnik UGATU*, Ufa, 2012, vol. 16, no. 8 (53), pp. 36–44 (in Russian).
9. Nugaev I. F., Iskozhin R. V. Analysis and synthesis of control algorithms for an oil well on the basis of an electric centrifugal pump, *Elektrotehnicheskiye i informatsionnye kompleksy i sistemy*, 2013, vol. 8, no. 1, pp. 18–20 (in Russian).
10. Konopczynski M. R., Moore W. R., Hailstone J. J. ESPs and Intelligent Completions, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, 2002.
11. Gamboa J. A., Prado M. G. Review on ESP Surging Correlations and Models, *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, USA, 2011.
12. Shimokata N., Yamada Y. Troubles Problems and Improvement of ESP, *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE, 2010.