

УДК 621.525.083.75

Результаты применения станций управления УЭЦН с интеллектуальной системой в ОАО "Самотлорнефтегаз"

Э.Г. Кулаев (главный специалист группы стандартов, аудита и анализа),
 Д.Б. Елисеев (руководитель группы стандартов, аудита и анализа),
 Е.Г. Ветохин (заместитель начальника производственного отдела)
 (ОАО "Самотлорнефтегаз")

При разработке месторождений на поздних стадиях, высокой доли трудно извлекаемых запасов нефти в сложных условиях эксплуатации оборудования направление "интеллектуализации" добычи нефти в Компании является одной из приоритетных задач.

В ОАО "Самотлорнефтегаз" с 2011 г. реализуется проект развития интеллектуальных алгоритмов управления работой скважин и оборудования. В 2012 г. были получены положительные результаты применения станций управления УЭЦН с "интеллектуальной" системой (СУ ИС), подтверждена работоспособность декларируемых возможностей и эффективность реализованных алгоритмов.

В статье приведены конкретные примеры работы СУ ИС на скважинах ОАО "Самотлорнефтегаз". Показана работа "интеллектуальных" режимов в реальных условиях: продемонстрирован "автоматический вывод скважин на режим" без участия персонала и режим "максимальной добычи нефти".

В последние годы как в добыче, так и в переработке нефти серьезное внимание уделяется актуальному и перспективному направлению интеллектуализации, применения в работе оборудования и систем алгоритмов, способных заменить участие человека в производственных процессах и существенно повысить эффективность последних. В текущих условиях разработки месторождений на поздних стадиях, увеличения доли трудно извлекаемых запасов и сложных условиях эксплуатации оборудования актуальность данного направления трудно переоценить.

В статье описаны два интеллектуальных режима – автоматический вывод скважин на режим (ВНР) и режим повышения дебита. Если рассматривать итоги испытаний в целом, то можно отметить работоспособ-

ность интеллектуальных возможностей СУ ИС в части энергоэффективности, ухода от аварийных ситуаций (ЗСП, ЗП, провалов сети и т. д.), циклической эксплуатации.

Одной из основных областей применения интеллектуальных станций управления являются скважины с осложненными вредным влиянием газа условиями эксплуатации, приводящими к многочисленным остановкам УЭЦН по срыву подачи (ЗСП) и, зачастую, к работе насоса в режиме срыва, что ведет к перегреву оборудования, снижению ресурса и в итоге к его преждевременному отказу. Наглядный пример работы насоса в таких условиях и необходимость воздействия интеллектуальных алгоритмов с целью ухода от аварийных ситуаций продемонстрированы на скв. 1А Самот-

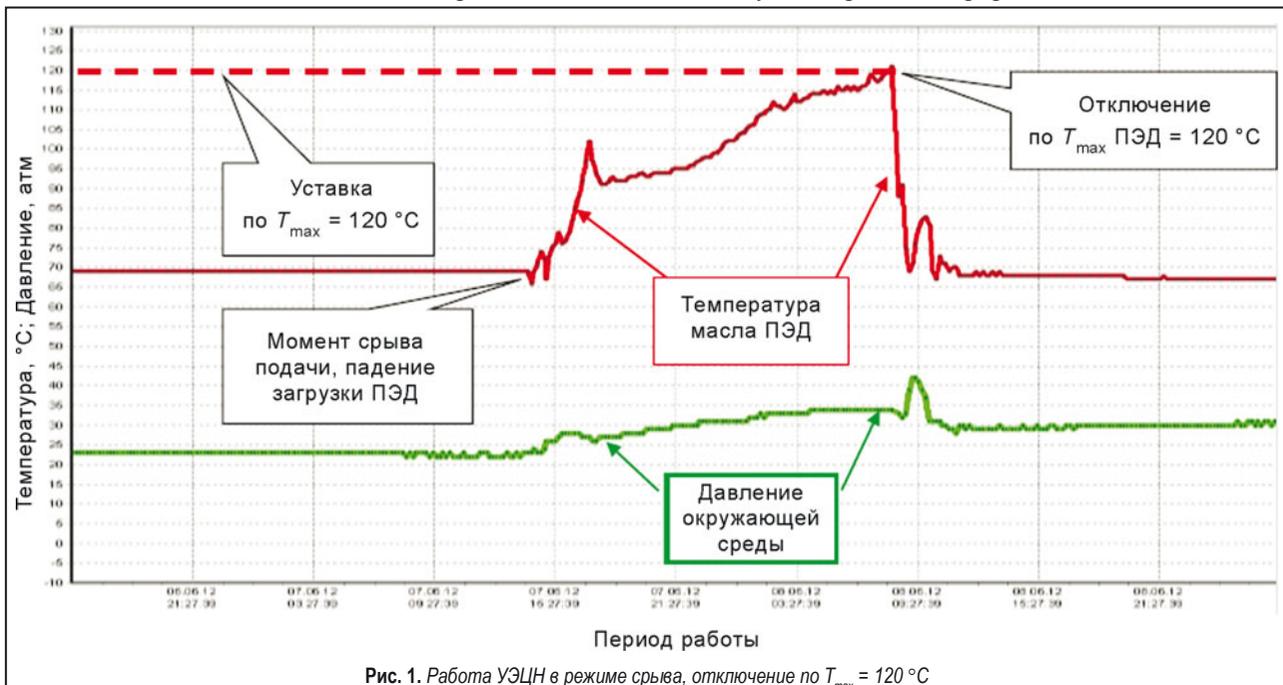
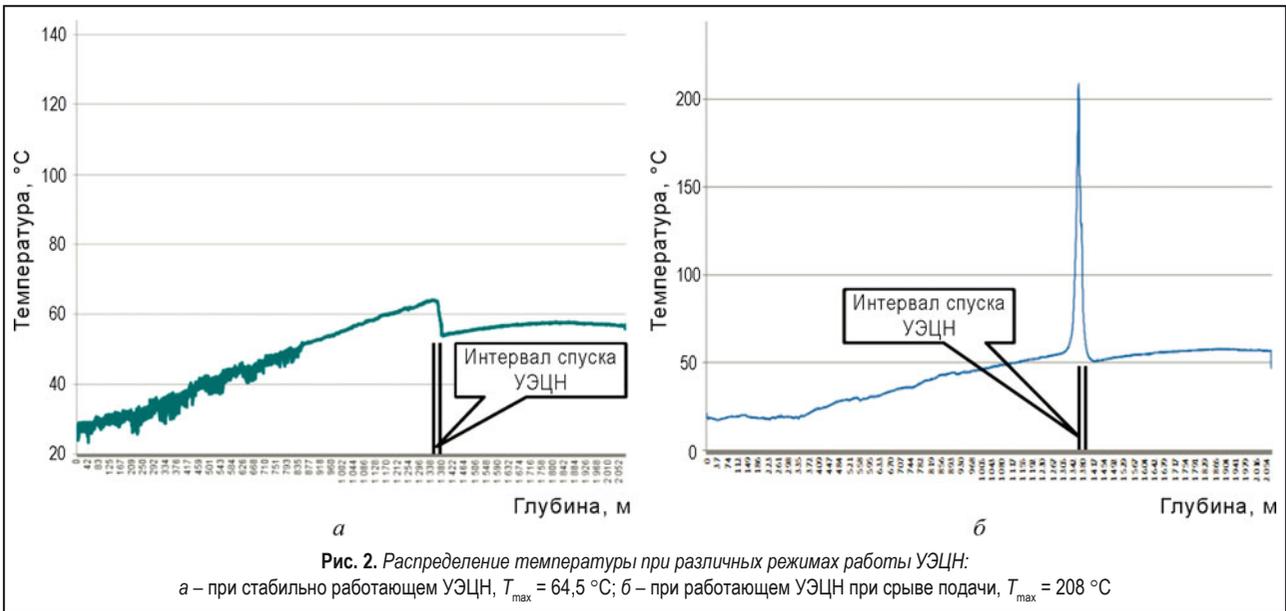


Рис. 1. Работа УЭЦН в режиме срыва, отключение по $T_{max} = 120\text{ °С}$

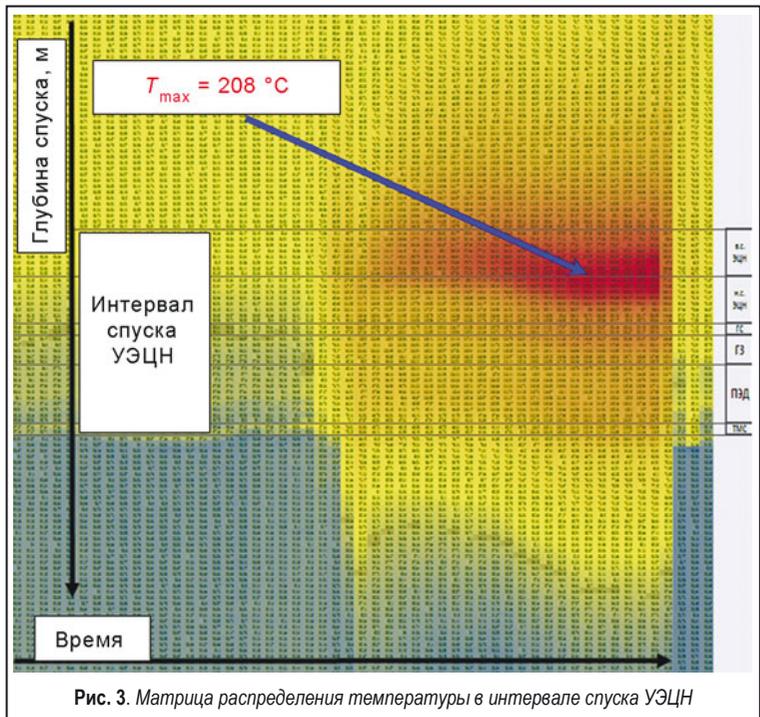


лорского месторождения, оснащенной оптоволоконной системой. В данной скважине система контроля распределения температуры DTS осуществляет измерение температуры окружающей среды при помощи оптоволоконного кабеля Pinnacle. Установка оптоволоконного кабеля спроектирована следующим образом. Кабель закреплен на НКТ и УЭЦН. Для доставки кабеля к призабойной зоне скважины использована насосная штанга. Оптоволоконный кабель спущен до глубины 2073,67 м. В скважину спущено оборудование УЭЦН: ЭЦН5-50-1550, ПЭД 36-103 с блоком погружной телеметрии СПТ-1БПФ и гидрозащитой ИПБ-92Аэ, $L_{\text{сп.}}$ – 1361 м. Установка была запущена в 2011 г. В процессе работы установки было зафиксировано несколько отключений по T_{\max} ПЭД, равной уставке 120 °С, из-за периодического прорыва газа и перегрева двигателя.

Один из таких периодов работы УЭЦН в режиме срыва подачи показан на рис. 1, где зафиксировано отключение УЭЦН по максимально допустимой температуре масла ПЭД.

Распределение температуры по всему стволу скважины при "нормально" работающем УЭЦН и при возникновении аварийной ситуации показано на рис. 2. Из рис. 2, а видно, что максимальная температура, измеренная по установке, почти в 2 раза превышает порог отключения по температуре ПЭД (измеряется датчиком температуры в ТМС) и почти в 3 раза – "нормальную" температуру работы насоса и составляет 208 °С (см. рис. 2, б).

В этой связи актуальным является постановка вопроса: в какой части погружного оборудования возникают такие критические температуры, как долговременно они воздействуют на узлы установки и влияют на ее ресурс?



Для более детального подхода к вопросу термодинамических изменений в УЭЦН была подготовлена матрица распределения температуры по стволу скважины в интервале спуска погружного оборудования (рис. 3). В матрицу наложением спроецирована насосная установка так, чтобы имелась возможность определить температуру нагрева каждого из узлов насосной установки с интервалом измерения значений 0,5 м (рис. 4).

Исходя из полученных данных работы насоса в аварийном режиме максимальная температура более 200 °С достигнута в насосных секциях УЭЦН (работа при таких параметрах составила порядка 8 ч), а при "нормальной" эксплуатации – не более 65 °С.

Следует отметить, что температура масла ПЭД измеряется в нижней его части при помощи ТМС и не от-

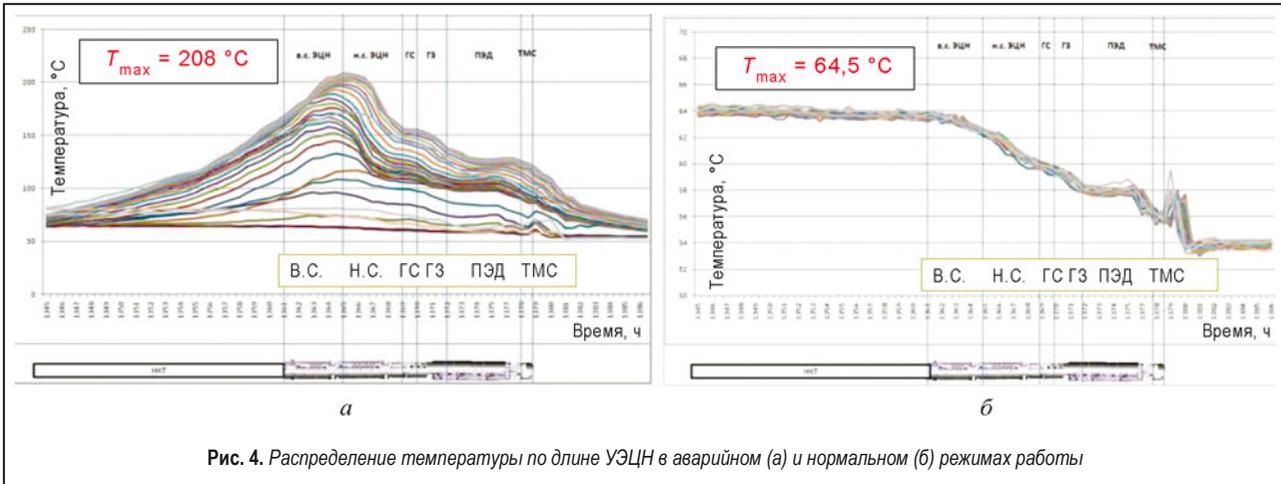


Рис. 4. Распределение температуры по длине УЭЦН в аварийном (а) и нормальном (б) режимах работы

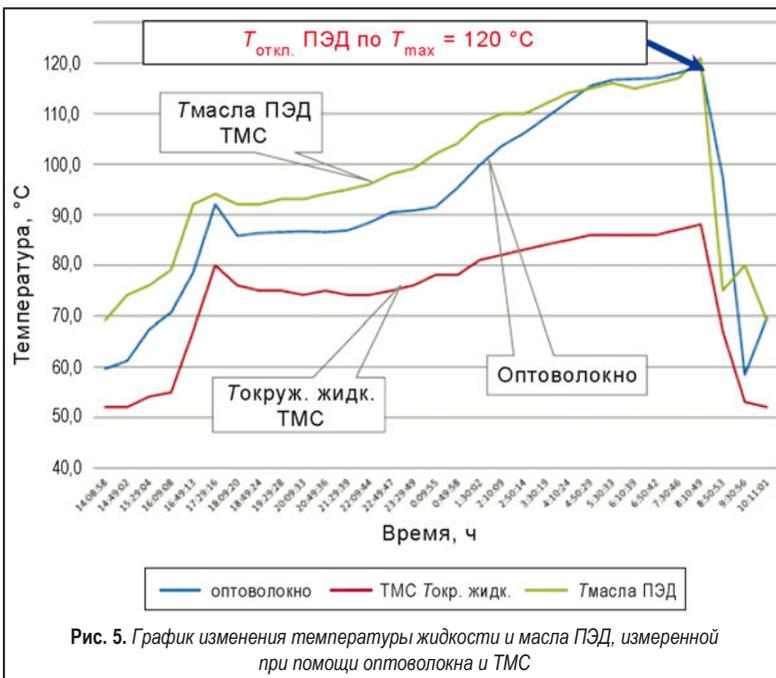


Рис. 5. График изменения температуры жидкости и масла ПЭД, измеренной при помощи оптоволоконна и ТМС

ражает истинного перегрева оборудования, соответственно, фактическая температура эксплуатации узлов находится вне допустимого диапазона значений. Кроме того, данные датчика ТМС температуры масла ПЭД и показания оптоволоконна имеют высокую сходимость (рис. 5).

Таким образом, данный пример показывает, что традиционные способы защиты УЭЦН от работы в аварийных режимах (ЗСП по току или загрузке двигателя, защита по максимальной температуре ТМС) не всегда эффективны, а эксплуатация УЭЦН в режиме "срыва подачи" приводит к снижению ресурса оборудования и преждевременным отказам (потеря эластичности резинотехнических изделий в составе установки, оплавление кабеля, термическое разрушение шайб рабочих колес, отложения солей, износ рабочих органов ЭЦН в режиме граничного трения и т. д.). Решением проблемы ухода от аварийных ситуаций является использование "интеллектуальных" станций управления, почти полностью исключая работу УЭЦН в подобных режимах.

Как было отмечено, подтверждение работоспособности интеллектуальных алгоритмов различных производителей было получено в ходе работ в соответствии с Дополнениями к Программе ОПИ СУ ИС: проводилось тестирование всех заявляемых режимов с поочередной сменой станций всех производителей на каждой из скважин "полигона" Самотлорского месторождения. С целью сбора максимально возможного массива данных для анализа функциональных возможностей станций СУ ИС устанавливали на скважины, оснащенные ТМС с возможностью измерения расхода, давления и температуры на выкиде УЭЦН. Работы по настройке, изменению и корректировке интеллектуальных режимов проводились только в присутствии профильных специалистов заводов-изготовителей.

Ниже рассмотрена работа основных интеллектуальных режимов: автоматический вывод скважины на режим и режим повышения дебита.

Режим ВНР

Интеллектуальный режим ВНР с применением СУ ИС каждого из рассматриваемых заводов испытан на специально подбираемых скважинах после ТКРС, где проводили полноценное глушение скважин раствором. Скважины выбирали предпочтительно слабоприточные и оборудованные установками низкой производительности с рисками перегрева ПЭД в процессе вывода на режим.

Испытания показали, что приоритетной целью интеллектуальных алгоритмов ВНР всех заводов является, прежде всего, исключение перегрева погружного электродвигателя УЭЦН в процессе вывода, и следует отметить, что СУ ИС справились с задачей, хотя подходы в данном случае каждого из производителей в отдельных моментах отличаются между собой.

ООО "Триол-Нефть". Функция ВНР применяется при наличии исправно работающей телеметрии. Функ-

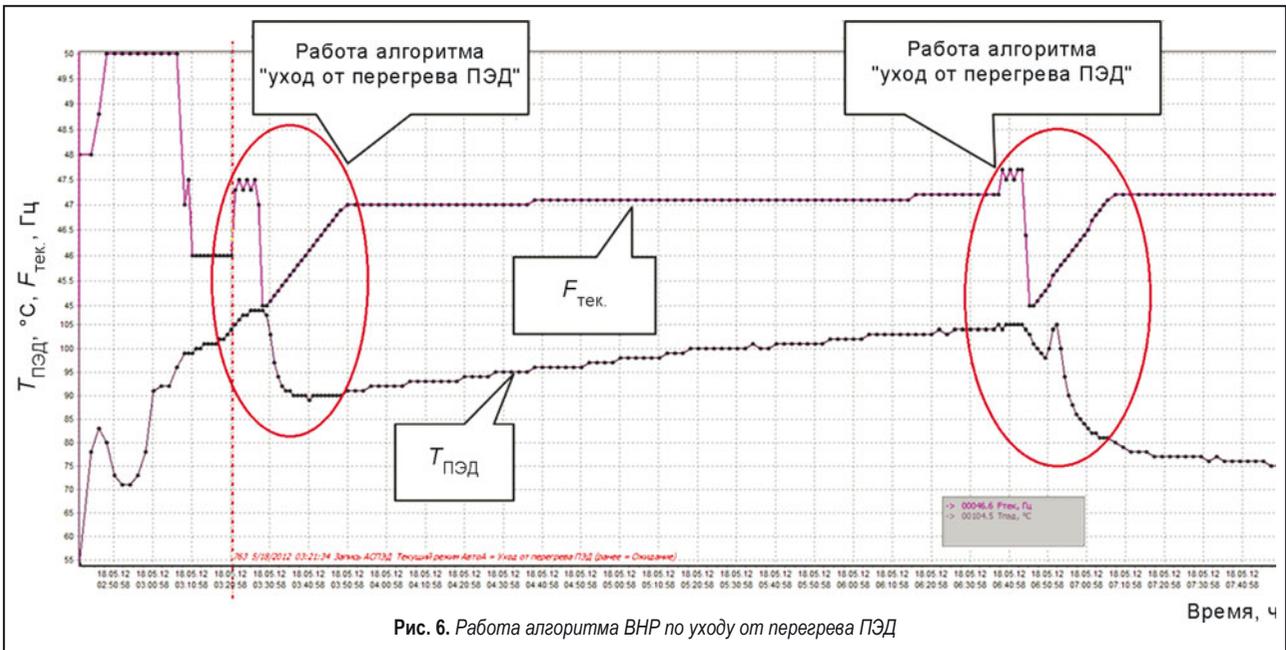


Рис. 6. Работа алгоритма ВНР по уходу от перегрева ПЭД

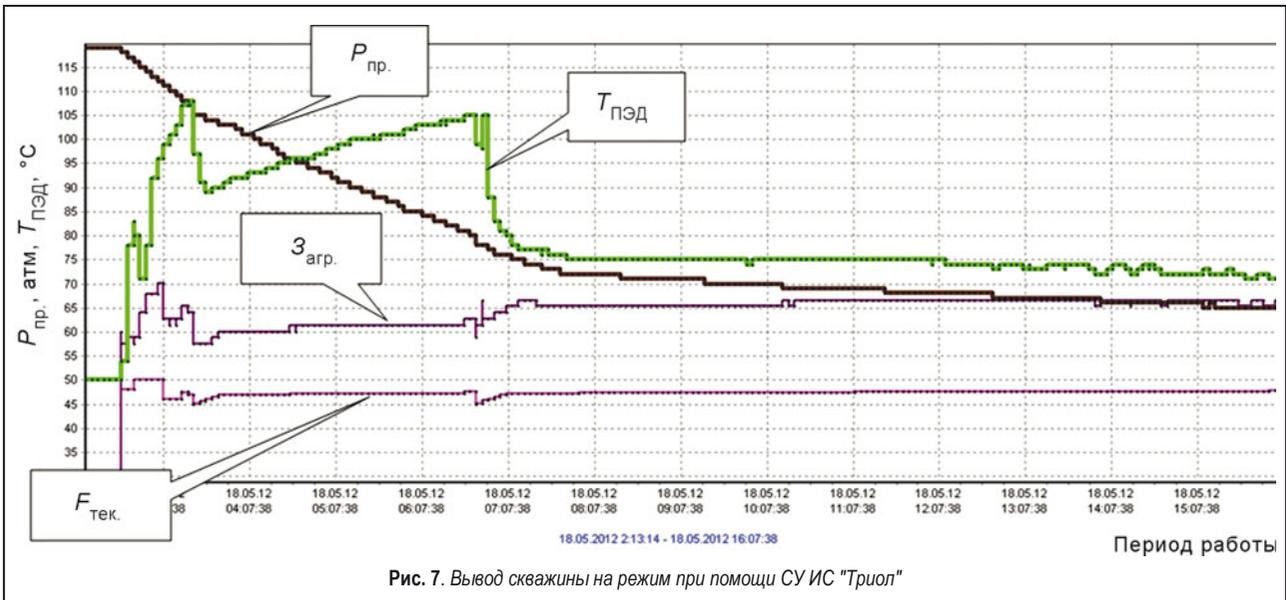


Рис. 7. Вывод скважины на режим при помощи СУ ИС "Триол"

ция основана на изменении выходной частоты для обеспечения плавной откачки жидкости глушения из скважины [1]. По мере уменьшения давления на приеме насоса и, соответственно, увеличения притока из пласта станция управления поднимает выходную частоту, при этом параллельно работает режим "ухода от перегрева ПЭД". В процессе работы скважины в заглушенном состоянии происходит нагрев двигателя, а при достижении значения, близкого к 5 % от порога критической температуры (до срабатывания аварийной защиты по температуре), включается режим ухода от перегрева ПЭД путем изменения выходной частоты (рис. 6).

По кривым изменения параметров можно отметить, что после двойной активации алгоритма "уход от перегрева ПЭД" далее происходит планомерное освоение скважины со стабилизацией температуры и давления на приеме, что подтверждает достаточность притока из пласта для охлаждения ПЭД (рис. 7). После стабилиза-

ции параметров осуществляется автоматический переход в режим автоадаптации.

ООО "НПО "Эталон". Режим ВНР данного завода не предполагает использование параметров ТМС в работе интеллектуальных алгоритмов СУ ИС. ТМС используется только для обеспечения защиты двигателя по уставкам в соответствии с регламентирующими стандартами. Режим является "щадящим ВНР", который условно можно разделить на 4 этапа.

Запуск скважины производится с пусковой частоты 35 Гц, на данной частоте выполняется задержка 10 мин. Персоналом, производящим запуск УЭЦН, на пусковой частоте оценивается правильность выставленных уставок и занесенных параметров (отпайка ТМПН, определение вращения УЭЦН и т. д.) и их своевременная корректировка.

Вторым этапом происходит разгон до начальной частоты ВНР ($F_{н}$), равной 40 Гц, с обработкой регламент-

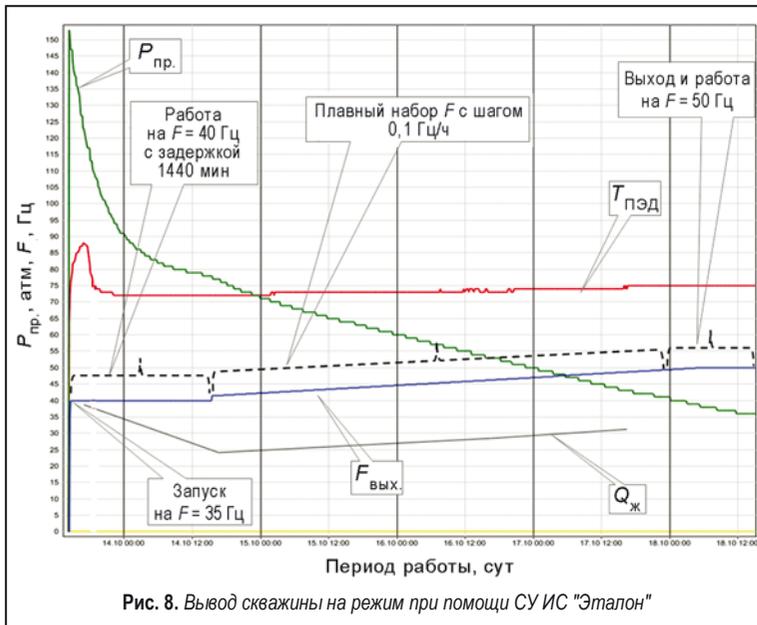


Рис. 8. Вывод скважины на режим при помощи СУ ИС "Эталон"

ной задержки 1440 мин (24 ч). Работа на частоте F_n предусмотрена для ограничения отбора жидкости – щадящего дренирования пласта на минимальной депрессии $\min \Delta P$, а также исключение возможного перегрева ПЭД. Далее происходит поэтапное повышение выходной частоты (0,1 Гц/ч) до стационарной, в процессе чего изменение $F_{\text{вых}}$ будет зависеть от поведения загрузки ПЭД (возврат F на предыдущий уровень в случае срыва подачи либо дальнейший пошаговый набор в случае стабильной работы) (рис. 8). В итоге происходит выход на режимную частоту.

ООО "ОРИОН". Режим ВНР у данного производителя используется при наличии исправно работающей телеметрии. Особенностью данного алгоритма у завода является выход на проектное эксплуатационное давление на приеме установки, задаваемое в уставках СУ ИС. Алгоритм планомерно поднимает частоту с 45 до 50 Гц в течение заданного времени, контролируя давление на приеме насоса и температуру ПЭД, при этом станция нацелена на достижение заданного $P_{\text{пр}}$. В итоге после выхода на $F = 50$ Гц при недостижении проектного $P_{\text{пр}}$.

увеличивается частота, а при обратной ситуации – снижается. Процесс регулирования частоты происходит до тех пор, пока не достигается заданное $P_{\text{пр}}$. Далее, после стабилизации параметров осуществляется автоматический переход в режим автоадаптации.

Режим повышения дебита

Режим повышения дебита ("автоадаптации", "циклического повышения частоты", Q_{max} и т. д.) реализован и протестирован всех заводов, подтверждена его работоспособность в процессе испытаний.

В общем, алгоритмы всех производителей основаны на циклическом повышении выходной частоты при условии безаварийной работы УЭЦН, что является логичным для данного режима (рис. 9).

На рис. 10 показан пример работы СУ ИС по основным параметрам в сравнении двух режимов: обычной СУ с частотным регулированием (монорежим) и с активированным Q_{max} (скв. 2А, Самотлорское месторождение, насосная установка Э-18-1750, режимы разделены пунктирными линиями). В данном случае дебит жидкости увеличился с 15,5 до 19,1 м³/сут, т. е. прирост зафиксирован 3,6 м³/сут, или 23,2 %, что для скважины относительно малой производительности является существенным показателем. Следует отметить, что удельная величина потребления электроэнергии в целом находится на том же уровне, а в случае со станцией управления ООО "НПО "Эталон" произошло ее снижение. В связи с тем, что алгоритмы по поставщикам в рамках режима Q_{max} несколько отличаются между собой, рассмотрим механизм их действия для каждого в отдельности.

ООО "Триол-Нефть". Алгоритм подразумевает повышение выходной частоты станции в зависимости от параметров скважины до предельно допустимой. В итоге, частота фиксируется на максимально возможной при условии стабильной и нормальной работы установки. В случае возникновения постоянных ава-

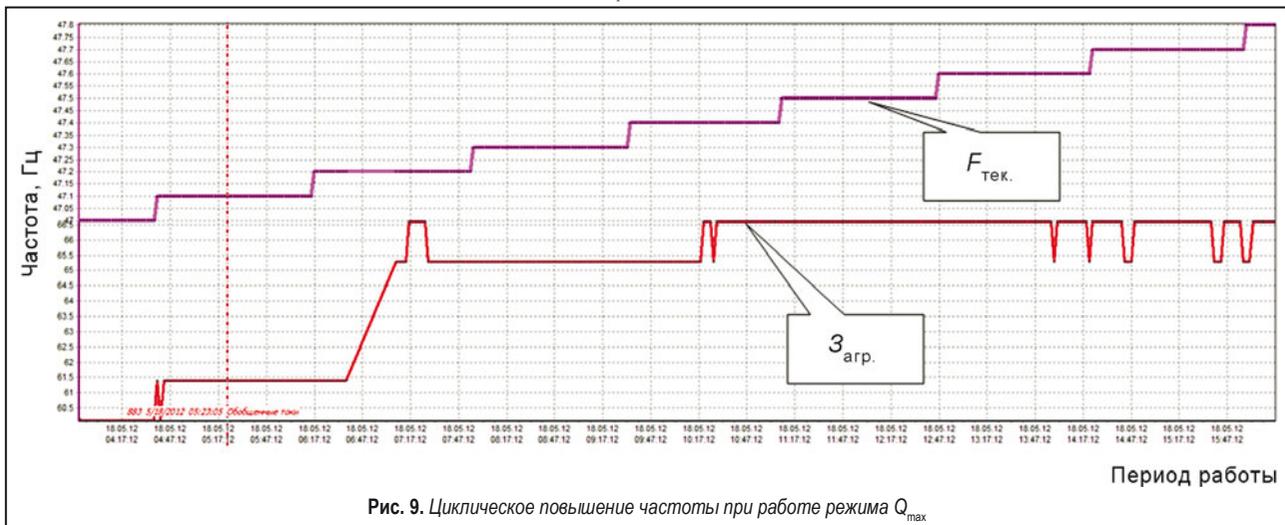


Рис. 9. Циклическое повышение частоты при работе режима Q_{max}

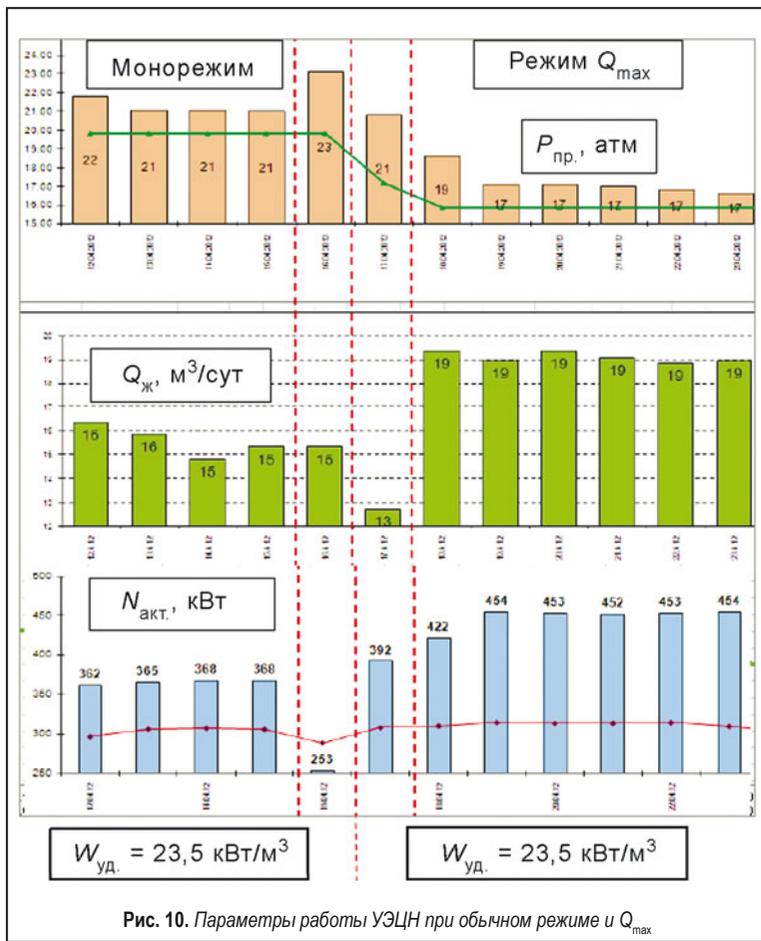


Рис. 10. Параметры работы УЭЦН при обычном режиме и Q_{max}

рийных ситуаций (срыв подачи по газу, напору и т. д.), $F_{вых.}$ возвращается на предыдущий уровень безаварийной работы УЭЦН.

ООО "НПО "Эталон". При устойчивой нагрузке выше порога срыва подачи алгоритм автоматически производит переключение на повышенную частоту с определенным шагом и периодичностью по времени. При падении загрузки ниже порога срыва подачи выполняется "сканирование" путем кратковременного снижения–подъема частоты с поиском граничной частоты срыва подачи и расчетным определением погружения УЭЦН. Если нагрузка восстановилась, происходит дальнейший набор частоты, если не восстанавливается – автоматический возврат на предыдущую F .

Важно, что при занесении параметров погружного оборудования в СУ контроллер автоматически выбирает макрос "ПДФ" – автоматический переключатель частоты с достижением максимального дебита по косвенным признакам (максимальная возможная $F_{вых.}$ при устойчивой нагрузке ПЭД), зависящий от напорной характеристики УЭЦН, глубины спуска, удлинения $H_{сп.}$ УЭЦН.

ООО "Орион". У данного производителя реализовано два режима: "автоадаптация по току" и "автоадаптация по давлению". Второй, наиболее точный, основан на показаниях ТМС, который не работоспособен при незначительном $P_{пр.}$, что актуально в современных условиях эксплуатации УЭЦН.

По давлению: представляет собой работу регулятора давления с автоматическим поиском той оптимальной величины $P_{пр.}$, которую следует поддерживать. Решение, какое будет фиксированное $P_{пр.}$, также принимается на основании рабочих токов при достигнутом давлении. Т. е. по достижению очередного значения $P_{пр.}$ проводится анализ рабочих параметров установки в скважине и, при возможности, понижение поддерживаемого давления. В случае неблагоприятных условий в скважине осуществляется переход на поддержание большего давления. В случае постоянных благоприятных условий ограничением такого поиска являются аварийное $P_{пр.}$, максимально возможная частота и т. д.

По току: после активации алгоритма происходит ступенчатое повышение рабочей частоты с периодическим пиковым её поднятием и возвратом к исходной величине с параллельным анализом токовых нагрузок. Таким образом, после начала работы интеллектуального режима СУ в течение 3 сут поэтапно происходит движение к максимально возможной частоте. Возобновление работы алгоритма каждый раз начинается с начальной точки после отключения СУ по аварийной причине.

**Итоги, ожидаемый эффект.
Задачи в краткосрочной перспективе**

На основании описанного, реализованными преимуществами станций управления УЭЦН с интеллектуальной системой, подтвержденными в ходе проводимых ОПИ, являются следующие.

- Зафиксирован прирост дебита по жидкости до 20 %.
- Произведен вывод скважины на режим при помощи СУ ИС без участия и вмешательства персонала с предотвращением перегрева ПЭД.
- Зафиксирована успешная работа алгоритмов СУ ИС по уходу от аварий ЗСП, перегруза, посадок напряжения, минимизированы остановки скважин по этим причинам.
- Отмечено снижение потребления электроэнергии за счет автоматической оптимизации выходного напряжения и полного тока электродвигателя.

Следующим этапом внедрения СУ ИС является тиражирование СУ ИС, успешно прошедших ОПИ, разработка Стандартов по эксплуатации скважин с их применением. Экономический эффект от применения интеллектуальных станций планируется получить за счет увеличения добычи нефти, снижения энергопотребления, уменьшения числа отказов и внутрисменного простоя скважин, снижения операционных затрат.

На сегодняшний день остаются актуальными задачи по усовершенствованию интеллектуальных алгоритмов – это решение вопроса по реализации режима мак-

симальной добычи при минимальном энергопотреблении (исследование характеристик пласта и управление режимом работы скважины в реальном времени); это доработка энергоэффективных алгоритмов циклической эксплуатации скважин.

В текущем времени идет реализация очередного этапа интеллектуализации механизированной добычи – проекта "Интеллектуальная скважина". В данном

проекте испытывается погружное оборудование с расширенными возможностями измерения и управления параметрами скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 24607-88. Преобразователи частоты полупроводниковые. Общие технические требования.

ОАО "Самотлорнефтегаз"

628606 Россия, Тюменская обл., ХМАО-Югра, г. Нижневартовск, ул. Ленина, 4.

Тел./факс: 8 (3466) 61-18-82.

E-mail: EGKulaev@rosneft.ru,

DBEliseev@rosneft.ru,

EGVetokhin@rosneft.ru