


 МИХАИЛ ИГНАТЬЕВ  
 «Нефтегазовая Вертикаль»

**Д**оклад **Алексея Кучурина**, заведующего сектором борьбы с осложнениями отдела добычи ООО «НК «Роснефть» НТЦ», был посвящен проекту по испытаниям станций управления (СУ) с частотным регулированием привода (ЧРП) на скважинах, оборудованных ШГН.

На практике мониторинг работы ШГН осуществляется оператором при обходе, а дебиты, в лучшем случае, замеряются в автоматическом режиме на АГЗУ. Для мониторинга работы ШГН в реальном времени, а также для осуществления корректировки режима работы ШГН необходимо применение СУ с ЧРП и канал связи от СУ до рабочего места технолога.

В рамках проекта проводились испытания трех СУ с частотными преобразователями: SAM VSD (производитель Lufkin Automation), МЕГА-СУС (НПФ «Интек») и SALT (Danfoss). Цель проекта — подтверждение возможностей СУ: изменение режима работы УСШН с целью поддержки заданного параметра (динамический уровень, коэффициент наполнения), автоматический вывод сква-

## ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

Целый ряд выступлений участников VII Международной ежегодной практической конференции «Механизированная добыча 2010» был посвящен новейшим системам управления погружным оборудованием и оптимизации добычи нефти. Адаптивные станции управления УЭЦН и ШГН с частотным регулированием привода, программные комплексы по подбору погружного оборудования, информационно-измерительная система технологических параметров скважин с ОРД с двух объектов разработки, разделенных пакером, контроллеры, оптимизирующие энергопотребление, системы телеметрии, работающие при высоких температурах, — вот лишь неполный перечень обсужденных тем.

Нестандартные, инновационные решения позволяют оптимизировать режим работы погружного оборудования и увеличивать наработку на отказ, повышать дебиты скважин, сокращать энергопотребление, а в ряде случаев являются единственно возможным способом разработки.

жин на режим, удаленный мониторинг и управление.

Станция управления позволяет изменять режим работы скважины за счет использования ЧРП на основе данных, поступающих в контроллер. Заложенные в контроллер алгоритмы обеспечивают

возможность анализа работы оборудования и оптимизации технологического режима работы скважины. Удаленное управление скважиной осуществляется по различным каналам связи.

Были рассмотрены несколько поставщиков данного оборудова-

## Рассмотренные технологии

Название системы	Производитель	Соответствие требованиям	Согласие на ОПИ	Испытываемые по факту
SALT	Danfoss	●	●	●
МЕГА-СУС	НПФ «Интек»	●	●	●
SAM Well Manager VSD	Lufkin Automation	●	●	●
ШЕРП-6000	МК «Энергосбережение»	●	●	●
МИР ИСУ-07	НПО «МИР»	●	●	●
ALC 800	ABB	●	●	●
СУС "Ангара-М2"	ЗАО «Энергонефтемаш»	●	●	●
ЭЛЕКТОН-05СК	ЗАО «Электон»	●	●	●
ШНК6502	Торговый Центр «ИРЗ»	●	●	●
СУ-ЧЭ-СК	НПО «Промтехэлектро»	●	●	●
SAM Well Manager	Lufkin Automation	●	●	●
СУС "Омь-МП"	ЗАО «Энергонефтемаш»	●	●	●

Требования к СУ:

1. Возможность СУ подстраиваться под изменяющийся режим скважины с применением ЧРП
2. Согласие поставщика на ОПИ
3. Экономия электроэнергии

### Что хотели и что получилось в ходе выполнения проекта

Показатель выполнения проекта	План	Факт	Примечание
Кол-во испытаний	6	3	Односторонний отказ подрядчиков
Испытанные технологии	6	3	
Ключевой показатель 1 (Прирост Qн, %)	13		Следующий этап испытаний
Ключевой показатель 2 (Экономия эл.энерг, %)	17		Следующий этап испытаний

#### • Успехи проекта

1. Подтверждена функция автоматического вывода скважины на режим
2. Подтверждена функция удаленного мониторинга и управления СУ
3. Подтверждена функция автоматического изменения числа качаний ШГН для поддержки оптимального режима работы установки

#### • Неудачи проекта

1. Сокращение количества испытываемых СУ
2. Слабая организация сопровождения испытаний со стороны подрядчиков

ния (см. «Рассмотренные технологии»). Основные критерии, по

## В рамках проекта проводились испытания трех СУ с частотными преобразователями: SAM VSD (производитель Lufkin Automation), МЕГА-СУС (НПФ «Интек») и SALT (Danfoss). Цель проекта — подтверждение возможностей СУ

которым были выбраны три вышеуказанных поставщика, — возможность СУ подстраиваться под изменяющийся режим работы скважины с применением ЧРП, согласие поставщиков на опытно-промышленные испытания, экономия электроэнергии.

Система управления скважин с ШГН производства Lufkin Automation состоит из контроллера и трех датчиков (датчик нагрузки, датчик давления, датчик двигателя и кривошипа). После установки СУ с коэффициентом наполнения 0,5 дебит стал резко снижаться,

и было принято решение перевести скважину на более агрессивный режим откачки с коэффициентом наполнения 0,4. Дебит установился практически на том же уровне, что и был до установки данной станции. Через два месяца произошел отказ станции и также вышел из строя сервер, где хранилась проектная информация. Поэтому на этом испытания данной станции завершили. По словам А.Кучурина, представители поставщика после этого так и не приехали.

Следующей испытываемой СУ была станция МЕГА-СУС производства НПФ «Интек». В состав станции входят контроллер и датчик нагрузки. На первом этапе станция подстраивалась под заданное условие — коэффициент наполнения 0,5. Станция снижала число качаний, для того чтобы увеличивать коэффициент наполнения до заданного. На втором этапе СУ снизила число качаний до минимума, но



коэффициент наполнения при этом продолжал снижаться. Было принято решение перенести СУ на другую скважину. «Мы считаем, что это было связано с геологическими причинами, с недостаточностью притока. Также было влияние газа, то есть, откачка динамического уровня», — поясняет А.Кучурин.

Третья станция управления SALT фирмы Danfoss работает по бездатчиковой технологии. СУ использует двигатель в качестве датчика нагрузки для определения режима работы насоса. После установки СУ на скважине ее дебит вырос. Затем произошло снижение числа качаний и упал дебит. «Мы это связываем с влиянием газа. После прокачки газового пузыря станция управления начала увеличивать число качаний до установленного максимума и, соответственно, дебит вырос», — рассказывает А.Кучурин.

В настоящее время проект еще не закончен, но на данном

## ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА:

**Вопрос:** Вы считаете, что можно будет дальше использовать станцию управления, которая только по ваттметрограмме, по потоку фактически, будет определять все параметры? Не маловато ли будет?

**А.К.:** Мы подходим по такому же принципу, как вы, например, выбираете Интернет. Вам не важно, какую технологию предлагает ваш провайдер, главное, что вы получаете на выходе. Мы решили испытать три разные технологии и посмотреть, что получим на выходе. Если нас устроит, то почему бы и нет.

**Ремарка:** Это все равно, что диагностику состояния человека только по цвету языка проводить. Там же очень много может быть проблем со станком-качалкой, а не со скважиной. Мне кажется, что нужно и нагрузку, то есть, динамограмму, и ваттметрограмму использовать. Тогда будет действительно очень хороший результат.

**Вопрос:** По цене это оборудование окупит себя когда-нибудь?

**А.К.:** Для того чтобы ответить на этот вопрос, надо завершить опытно-промышленные испытания СУ. Если нас устроит результат, мы их купим. Станции управления такого типа используются во всем мире. В России это, может быть, достаточно новая технология, но иностранные компании умеют считать деньги.

**Ремарка:** Все верно. Но российские производители цены на них закладывают довольно высокие. И учитывая средний дебит ШГНовского фонда, окупать себя эти СУ будут очень долго.

**А.К.:** Время покажет.

**Ремарка:** У «Татнефти» есть богатейший опыт эксплуатации тех систем, о которых вы рассказали. Мы уже эксплуатируем СУ Lufkin Automation порядка 1600 штук и НПФ «Интек» около 500 штук. Можем поделиться, и не надо было тратить деньги, мне кажется.

**А.К.:** Насколько мне известно, в «Татнефти» станции управления без частотного преобразователя.

этапе вместо шести запланированных к испытаниям технологий удалось испытать только три (см. «Что хотели...»). По словам А.Кучурина, это связано с односторонним отказом подрядчиков от испытаний, которые не предоставили станции управления на ОПИ.

Не удалось оценить и ключевые показатели: прирост дебитов и экономию электроэнергии. Первый из них не удалось оценить, так как одна станция отказала, а по второй было получено снижение дебита из-за геологических условий. И лишь по третьей станции — Danfoss — получен прирост по нефти. Что касается экономии электроэнергии, то на момент начала испытаний в компании не было счетчиков, для того чтобы замерить расход электроэнергии до установки станций и после, поэтому данное исследование решено было отложить до следующего этапа.

Тем не менее, к достижениям проекта можно отнести успешные испытания функции автоматиче-

ского вывода скважины на режим, функции удаленного мониторинга и управления СУ и функции автоматического изменения числа качаний ШГН при меняющихся условиях в скважине для поддержания оптимального режима работы установки.

«Неудачи проекта — сокращение количества испытываемых технологий и слабая организация сопровождения испытаний со стороны подрядчиков. Не всегда получалось достучаться до поставщиков оборудования, чтобы они вовремя приехали и внесли не-



обходимые изменения», — комментирует А.Кучурин.

### Адаптивные станции управления УЭЦН

При эксплуатации скважин Приобского месторождения по мере ввода из бурения специали-

### К достижениям проекта можно отнести успешные испытания функции автоматического вывода скважины на режим, функции удаленного мониторинга и управления СУ и функции автоматического изменения числа качаний ШГН

сты компании «Газпромнефть-Хантос» столкнулись с рядом проблем. Эксплуатация там ведется после проведения ГРП, при котором в каждый пласт закачивается порядка 100–150 тонн проппанта. «ГРП в данном случае является не методом интенсификации, а методом разработки. Без ГРП промышленный приток составляет 3–4 куба, поэтому деваться нам некуда», — отмечает **Амир Галеев**, начальник ОРСГО Компании.

Как известно, в первое время эксплуатации после ГРП, до полугодя, дебит снижается до 40–50% от пускового. Насос для таких

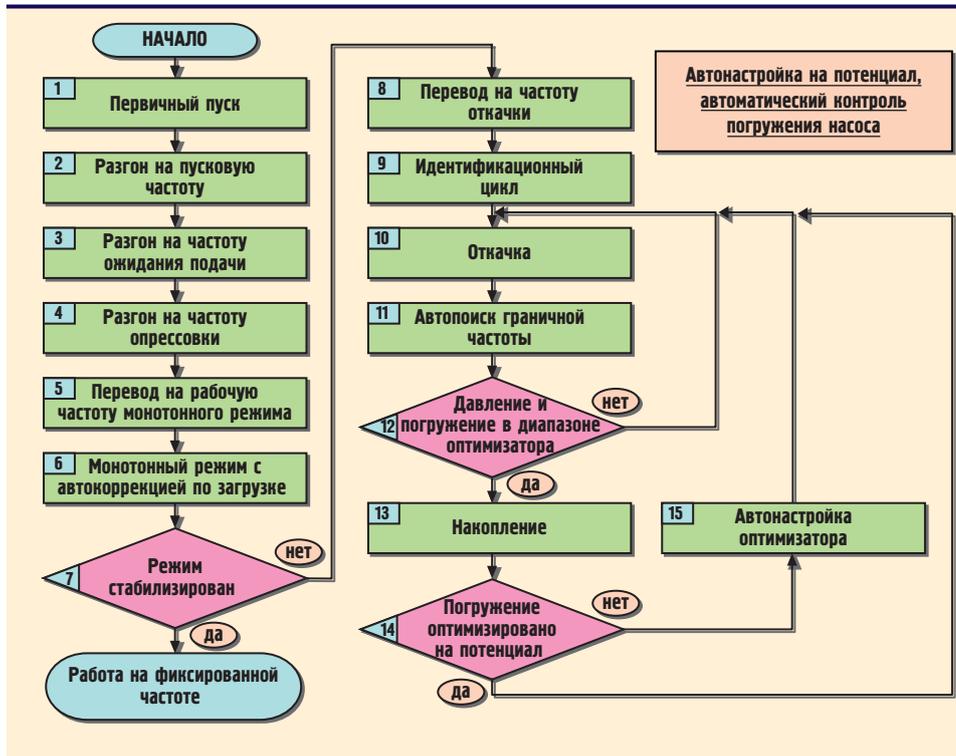
### Неудачи проекта — сокращение количества испытываемых технологий и слабая организация сопровождения испытаний со стороны подрядчиков. Не всегда получалось достучаться до поставщиков оборудования

условий эксплуатации подобрать довольно сложно, и в компании начал расти периодический фонд. «В предыдущих докладах много говорилось о достоинствах периодической эксплуатации и о недостатках — что, на наш взгляд, более важно, — связанных, прежде всего, с учетом. Поэтому мы задались вопросом, как же победить этот фонд АПВ. Он у нас довольно существенный, 17% от действующего фонда. Дебит по скважине составляет менее 10 м<sup>3</sup> в сутки», — рассказывает А.Галеев.

## Мероприятия по стабилизации режима работы периодического фонда скважин

Мероприятия	Эффективность
1 Подбор типоразмера УЭЦН	Невозможно решить при нестабильном притоке менее 10 м <sup>3</sup> /сут.
2 Ограничение отбора штуцером	Невозможно при работе насоса в левой рабочей зоне с переменной продукцией в НКТ, с прорывами свободного газа и высоким содержанием механических примесей
3 Стабилизация режима с использованием частотного привода	Часто не достигается из-за отсутствия режимов на фиксированных частотах
4 Автоматизация (поддержание определенного параметра)	Требуется датчик давления. При работе насоса на ГЖС с реологическими осложнениями — режима нет

## Обобщенный алгоритм адаптивного управления насосной установкой с частотным приводом



Специалисты компании попытались проанализировать существующие мероприятия по стабилизации режима работы системы «пласт–скважина–насос» (см. «Мероприятия по стабилизации...»), но ни один из этих методов не подошел по разным причинам. Весной 2009 года появилось предложение от ЗАО «ЭЛЕКТОН» провести испытания адаптивной системы эксплуатации УЭЦН на базе частотного преобразователя «Электрон-05».

Сущность метода заключается в организации адаптивных циклов с автонастройкой на максимальный потенциал скважины при комфортных условиях экс-

плуатации ЭЦН. Автоадаптация происходит с помощью изменения частоты (см. «Обобщенный алгоритм...»). Сначала идет стандартный пуск. После этого, если

**Как известно, в первое время эксплуатации после ГРП, до полугода, дебит снижается до 40–50% от пускового. Поэтому мы задались вопросом, как же победить этот фонд АПВ**

ЭЦН не начинает работать в стабильном режиме, то есть не достигнута стабилизация системы «пласт–скважина–насос», система переходит на автонастройку. После автонастройки на максимальный потенциал осуществ-

**Сущность метода заключается в организации адаптивных циклов с автонастройкой на максимальный потенциал скважины при комфортных условиях эксплуатации ЭЦН**

ляется обратный переход в режим эксплуатации.

После успешного испытания пяти адаптивных станций управления на АПВ-фонде были полу-

## ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА:

**Вопрос:** Какие-то еще производители СУ, кроме ЭЛЕКТОНа, на вас выходили?

**А.Г.:** Изначально в 2008 году к нам пришел ИНТЭС. Они предоставили одну станцию, которую мы испытали на пяти различных скважинах. Где-то получили ожидаемый эффект, где-то нет. Главное, нас не устроила цена, поэтому мы от них отказались. Предложение ЭЛЕКТОНа нам показалось более интересным.

**Вопрос:** А сейчас никто из других производителей не предлагает?

**А.Г.:** На сегодняшний день нет. Ранее мы вели переговоры с компаниями дальнего зарубежья — Schlumberger, Baker Hughes, а также с «Борцом».

**Вопрос:** Прозвучало, что до 30% подняли дебит скважины. Вы что, включили станцию управления и пошли спокойно отдыхать, а она вам

выдала 30% прироста, или все-таки там был технолог, который отслеживал данные и вносил какие-то изменения?

**А.Г.:** Изменение частоты автоадаптации происходит без вмешательства человека. Для того чтобы настроить адаптивный режим, нужно в программу ввести геометрию скважины, от этого никуда не деться, и второе — определить, насколько напорные характеристики, существующие на данный момент, соответствуют заявленным первоначально. Для этого достаточно трех дней.

**Вопрос:** Вы не думали о том, чтобы расширить географию поставщиков станций управления с автоадаптацией? В частности, нашей компании, еще ряда компаний, которые уже готовы поставлять эти станции?

**А.Г.:** Главное, чтобы экономика была соответствующей. Мы всегда открыты, больше того, мы требуем!

Реплика: Хорошо, мы требованию подчинимся.

**Вопрос:** Вы можете сравнить вашу технологию и технологию кратковременной эксплуатации?

**А.Г.:** В двух словах: их принцип заключается в том, чтобы скважину часто останавливать, часто запускать. Мы же добиваемся того, чтобы насос не останавливался.

руется внедрение еще 80 адаптивных СУ.

### Подбор погружного оборудования

На сегодняшний день на российском рынке представлены три коммерческих программных комплекса для подбора погружного оборудования: SubPump (разработчик IHS Energy), WellFlo (Weatherford) и «Автотехнолог» (РГУ нефти и газа). ПК AutographPC компании Baker Hughes свободно не распространяется, а используется внутри компании при оказании услуг. Функция подбора ШГН имеется лишь в ПК «Автотехнолог». Однако перечень погружного обо-



рудования в нем ограничен, что затрудняет использование ПК. «Автотехнолог» имеет в своей БД оборудования менее 150 ЭЦН, менее 70 ШГН.

Подбор погружного оборудования является комплексной

**На российском рынке представлены три коммерческих программных комплекса для подбора погружного оборудования: SubPump (разработчик IHS Energy), WellFlo (Weatherford) и «Автотехнолог» (РГУ нефти и газа)**

задачей, состоящей из большого количества взаимосвязанных расчетов, при выполнении которых необходимо учитывать множество факторов. Например, такой важный параметр, как забойное давление в нефтескважинах, непосредственно замеряется лишь на малой доле действующего фонда.

### Сравнение ПО для подбора и анализа работы погружного оборудования



Оценка проведена по 50 параметрам по пятибалльной шкале с учетом весовых значений параметров. В оценке участвовали специалисты КНТЦ, «РН-УфанИПИнефть», «РН-Юганскнефтегаз», «Самаранефтегаз»

**Преимущества RosPump (ноу хау НК «Роснефть»):**

- Более 10 уникальных функций и методик расчетов;
- Применение современных корпоративных методик расчета — обеспечение корректности расчетов;
- Интеграция с корпоративными базами данных — обеспечение корректности данных;
- Использование характеристик оборудования по результатам НИОКР и СНТ — обеспечение актуальности данных;
- Подбор и анализ нескольких способов эксплуатации в одной программе — унификация инструментов технолога;
- Управляемое развитие программы — учет изменяющихся условий Компании и совершенствования методов;
- Сокращение затрат на эксплуатацию программы

ченны, во-первых, постоянный режим эксплуатации, во-вторых, прирост дебита по некоторым скважинам до 35–40%. После этого было принято решение о закупке еще 55 СУ, и на 1 января 2010 года станциями управления с ав-

тоадаптацией были оборудованы 55 скважин. Дополнительная добыча нефти за 2009 год составила 18 тыс. тонн. Показатели экономической эффективности проекта: Pi — 4,95, срок окупаемости — 10 месяцев. В 2010 году плани-

«В большинстве случаев он вычисляется из замеренного динамического уровня нефти в кольцевом затрубном пространстве. При добыче нефти, содержащей по-

### **Для устранения присущих этим ПК недопустимых неточностей в «Роснефти» был разработан ряд методик и вычислительных алгоритмов, которые впоследствии были объединены в ПК RosPump — ноу хау «Роснефти»**

путный газ в свободном состоянии, очевидно, что не весь имеющийся газ попадет в насос. Часть газа будет течь через слой нефти в затрубном пространстве, тем самым облегчая нефть. Этот факт, а также сопряженные с ним явления, зачастую игнорируются или недопустимо упрощаются многими коммерческими ПК», — утверждает **Александр Юрченко**, начальник отдела расчета погружного оборудования Управления ППР и ГТМ ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «НК «Роснефть».

Для устранения подобных недопустимых неточностей в «Роснефти» был разработан ряд методик и вычислительных алгоритмов, которые впоследствии были объединены в ПК RosPump.

Кроме функции подбора оборудования ЭЦН и ШГН, ПК RosPump предоставляет возможность анализа и оптимизации режима работы ЭЦН. Анализ работы оборудования в RosPump позволяет визуально показать различие между ожидаемым режимом работы («как должно быть») и фактическим («как есть»). Фактический режим работы вычисляется на основе фактических заме-

### **В некоторых позициях такие продукты, как SubPUMP и WellFlo, превосходят RosPump. Однако общая оценка выше у RosPump**

ров дебита, динамического уровня и давлений в скважине. Режим оптимизации предоставляет возможность прогнозировать режим работы оборудования при изменении условий работы скважинной системы с учетом фактической, а не паспортной производительности оборудования.

#### **ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА:**

**Вопрос:** *Вы не планируете дорабатывать программу с учетом всех факторов — дебита жидкости, динамического уровня, тока и т.д., то есть всех технологических и электрических параметров, для того чтобы дать возможность технологу выбрать именно энергосберегающий дизайн установки? Ведь кроме сечения кабеля существует и ряд других параметров.*

**А.Ю.:** Программа RosPump постоянно дорабатывается. На данном этапе она позволяет технологу выбрать наиболее эффективную компоновку для добычи нефти по сечению кабеля.

**Вопрос:** *Вы определяли сходимость расчетных данных, получаемых из уже работающего в программе блока по прогнозированию солеотложений, с фактическими данными об откатах по причине солеотложений?*

**А.Ю.:** *Эти расчеты проводились, и примерно в половине случаев сходимость достаточно высокая. Она не 100%-ная, потому что те данные, которые закладываются в расчет, не всегда достаточно корректны и соответствуют фактическим.*

**Вопрос:** *Вы сказали, что никто кроме вас этого не делает. Откройте другие программы — в каждой из них все это есть. И определение коэффициента деградации, и изменение всех параметров при изменении условий эксплуатации, расчет забойного давления и т.д. Вы с какими программами сравнивали?*

**А.Ю.:** Например, если взять подбор газосепаратора, то в базе данных RosPump «зашиты» все газосепараторы, характеристики которых прогонялись на стендах РГУ нефти и газа.

**Ремарка:** На воде. Они не перестраиваются на другую жидкость. Как вы их могли использовать?

**Вопрос:** *Этот продукт был разработан для внутреннего использования в компании. Вы планируете сделать его коммерческим?*

**А.Ю.:** Я не могу сказать, будет ли он использоваться за пределами «Роснефти». Возможно, будет, потому что преимущества у этой программы есть, впрочем, как и недостатки.

**Ремарка:** Я курировал разработку этой программы в «Роснефти». С программой «Автотехнолог» мы ознакомились, когда в 2007 году выбирали программу для коммерческого использования в «Роснефти». РГУ нам предоставило тогда тестовую версию этой программы. Возможно, теперь там появились новые функции, которые в нашем сравнении не учтены, и наша оценка устарела.

Действительно, мы закладывали в программу результаты испытаний газосепараторов, сделанных в РГУ на воде (правда, там использовалась вода с ПАВом). Но после этого мы проводили испытания в «Гурнефтегазе» на скважинах, где провели сравнение характеристик, полученных на стендах, с теми замерами, которые мы делали с использованием многофазных расходомеров в скважинных условиях. И пришли к выводу, что сходимость результатов достаточно хорошая.

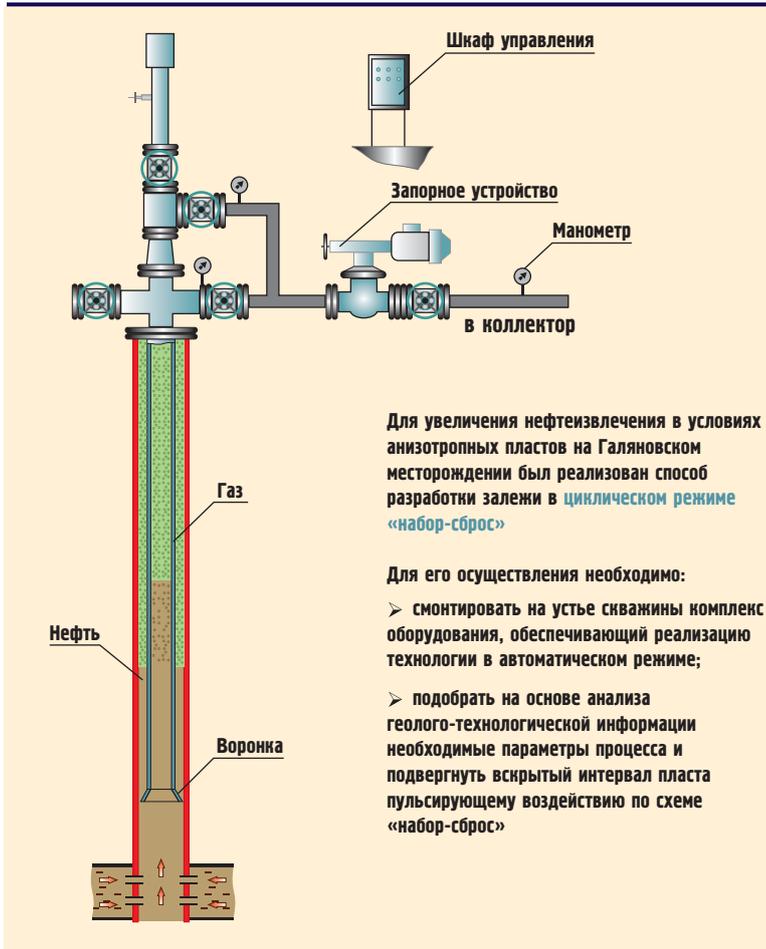
Одним из новшеств, реализованным в ПК RosPump, является функция оптимизации кабельной линии. В ПК RosPump есть также блок прогноза отложения солей в стволе скважины и на поверхности погружных элементов установок электроцентробежных и штанговых насосов. Дополнительной функцией блока солеотложений является рекомендация наиболее оптимального способа защиты от солей. Рекомендации

основываются не только на технологических, но и на экономических факторах.

По словам А.Юрченко, такая функция уникальна и присутствует только в RosPump.

При проектировании и разработке ПК RosPump был проведен сравнительный анализ с несколькими коммерческими программными продуктами (см. «Сравнение ПО»). Оценки представлялись не только специали-

Оборудование для реализации технологии регулируемых депрессионных воздействий



стами разработчиков, но и специалистами добывающих предприятий. «В некоторых позициях такие продукты, как SubPUMP и WellFlo, превосходят RosPump. Однако общая оценка выше у RosPump. Кроме того, стоимость сопровождения ПК RosPump значительно (в 1,8 раза) ниже, чем у импортных аналогов», — подчеркивает А.Юрченко.

### Регулируемые депрессионные воздействия

При постоянной эксплуатации скважин в фонтанном режиме на штуцере возникают следующие проблемы: преждевременное обводнение скважин, образование парафиновых отложений на стенках НКТ; при нерегулируемых депрессиях возможно смыкание естественных трещин; истощение пластовой энергии.

Метод регулируемых депрессионных воздействий на продуктивные интервалы пластов позволяет увеличить долю извлекаемых запасов и продлить срок немеханизированной добычи. О его применении на примере скважин Галяновского месторождения рассказал **Николай Светашов**, заместитель директора ООО «Югсон-Сервис».

Оборудование для реализации технологии регулируемых депрессионных воздействий состоит из манометра на затрубье и на трубе, шкафа управления и запорного устройства с электроприводом (см. «Оборудование для реализации технологии...»). Система работает в автоматическом режиме по давлению. При достижении заданного давления шкаф дает сигнал на открытие задвижки, и происходит сброс добываемой жидкости в коллектор. При достижении минимального

давления, заложенного в программе, задвижка закрывается, и скважина переходит в режим накопления.

Для увеличения нефтеизвлечения в условиях анизотропных пластов Галяновского месторождения был реализован данный способ разработки залежей в циклическом режиме «набор-сброс». До начала работ на скважине №2034 дебит составлял 4,6 тонны в сутки, диаметр штуцера — 3 мм. Скважина работала в постоянном режиме, с временным интервалом чистки НКТ от парафина три раза в месяц.

### Метод регулируемых депрессионных воздействий на продуктивные интервалы пластов позволяет увеличить долю извлекаемых запасов и продлить срок немеханизированной добычи

В период с 18 февраля по 12 марта 2009 года скважина эксплуатировалась в режиме «набор-сброс». Общее время одного цикла составило 8 часов 5 минут,

### В результате суточный дебит испытываемой скважины увеличился с 4,6 до 9,8 тонны, поначалу был отмечен интенсивный вынос парафина, но затем при проведении работ по спуску скребка парафина выявлено не было

в том числе выброс продукции — 40 минут, количество циклов в сутки — 3. На данной скважине было сделано 55 циклов. В результате суточный дебит увеличился с 4,6 до 9,8 тонны, с первого по третий цикл был отмечен ин-



Гистограммы прироста дебита нефти после применения метода регулируемых депрессионных воздействий на продуктивные интервалы скважин



тенсивный вынос парафина, но после 29-го цикла при проведении работ по спуску скребка парафина выявлено не было.

Опытно-промысловые испытания проводились также в других регионах (см. «Гистограммы прироста дебита»).

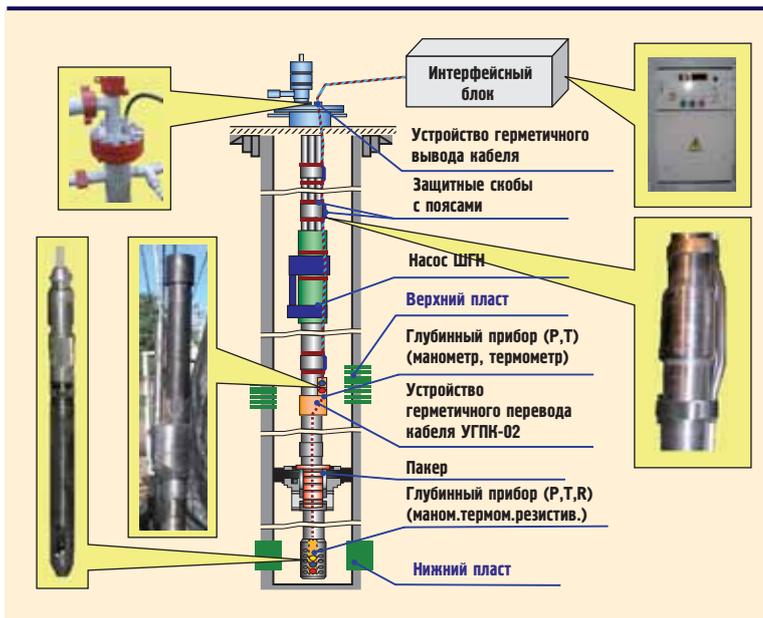
### ГИК для ОРЭ

Как известно, одновременно-раздельная эксплуатация дока-

**На практике спуск измерительных систем по межтрубному пространству, особенно при наличии наклона ствола, осложнен и, как правило, даже невозможен**

зывает свою эффективность, особенно на обедненных фондах. Об информационно-измерительной системе технологических параметров скважин с одновремен-

### Схема установки



### Технические характеристики

Наименование	Ед. изм.	Значение
Канал измерения давления		
- диапазон измерений	МПа	0–60
- относительная привед. погрешность	%	0,16
Канал измерения температуры		
- диапазон измерения	°C	-40–150
- абсолютная погрешность	°C	±0,5
Объем внутренней памяти		350 000
Интервал между записями(дискретность)	с	1–9999
Время записи при интервале в 1сек.	час	97
Напряжение питания		
- от сети переменного тока	В	220
- резервное питание	В	24

но-раздельной добычей нефти с двух объектов разработки, разделенных пакером, сообщил **Олег Григорьев**, начальник отдела перспективного развития и организации производства ООО «Татинтек».

По его словам, на практике спуск измерительных систем по межтрубному пространству, особенно при наличии наклона ствола, осложнен и, как правило, даже невозможен. Глубина проводимых измерений тоже остается загадкой, так как тросы, кабели имеют склонность навиваться, сгибаться, и поэтому по их длине нельзя определить точную глубину. И самое сложное в таких разовых мероприятиях по замерам — стоит

оставить измерительный прибор на какое-то время в скважине и шансов извлечь его обратно становится мало по той простой причине, что он прикипает. Как правило, эти приборы там очень часто и остаются.



Дополнительную сложность создает необходимость размещать один прибор под пакером. Для этого было специально разработано конструктивное решение прохода кабелем сквозь пакер. Было также принято решение о постоянном оснащении скважин глубинными измерительными комплексами (ГИК). То есть, ГИК, спущенный во время выполнения мероприятий ПРС, так и остается в скважине, становясь ее частью.

«С учетом затрат, которые связаны с потерей прибора, с необходимостью его повторного извлечения, а также с достоверностью измерений, наш заказчик — «Татнефть» — оценил такой подход как наиболее эффективный», — поясняет О.Григорьев.

Решено было, что нужны одно-временные измерения значений температуры и давления в верхнем и нижнем пластах, и дополнительно, как косвенный анализатор обводненности, был установлен резистивиметр. Уже в процессе эксплуатации формировались требования по частоте замеров.

По словам О.Григорьева, когда геологический и технологический персонал увидел диаграммы изменения давлений, у них возникло много интересных вопросов в части их детализации, и они стали требовать все меньший и меньший интервал измерений. Сегодня он доведен уже до 1 с — в данном режиме можно получать крайне детальную диаграмму изменения параметров (см. «Технические характеристики» ).

В составе ГИК есть интерфейсный блок (см. «Схема установки»), который обеспечивает сопряжение с системами АСУ ТП и программирование самого комплекса, управление скважинными приборами. В реальном режиме времени, не останавливая измерения, можно менять, например, интервал измерений, включать-отключать те или иные параметры.

В настоящее время в «Татнефти» глубинными измерительными комплексами оснащаются 118 вновь вводимых скважин с УОРЭ (см. «Оснащенность скважин»), и еще 75 ГИК планируется смонтировать на скважинах, находящихся

#### Оснащенность скважин на 2010 год

Предприятие	Количество монтируемых ГИК на вновь вводимых скважинах с УОРЭ, по инвестиционной программе (КГК-СОЮЗ-Т-ФОТОН-К-03-2)	Планируемое количество монтируемых ГИК на эксплуатируемых скважинах с УОРЭ при очередном ПРС (КГК-СОЮЗ-Т-ФОТОН-К-03-2)
НГДУ «Альметьевнефть»	0	1
НГДУ «Азнакаевскнефть»	2	2
НГДУ «Бавлынефть»	9	12
НГДУ «Джалильнефть»	25	11
НГДУ «Елховнефть»	1	5
НГДУ «Ленингорскнефть»	18	11
НГДУ «Нурлатнефть»	27	3
НГДУ «Прикамнефть»	7	3
НГДУ «Ямашнефть»	29	27
<b>итого:</b>	<b>118</b>	<b>75</b>

ся в эксплуатации, при проведении очередного ПРС.

#### Спрут-2

Об информационном обеспечении разработки многопластовых объектов в скважинах, оборудованных ЭЦН, рассказал **Владмир Лаптев**, директор по развитию геофизического приборостроения ОАО «НПФ «Геофизика».

По его словам, широкий круг специалистов-нефтяников, которые отвечают за геологию, разработку нефтяных месторождений, которые составляют геологические и гидродинамические модели, защищают в ЦКР проекты разработки, к сожалению, имеют очень скудную информацию о том, как разрабатываются пласты под ЭЦНами, потому что геофизика не может проникнуть в эти скважины и выдать геофизическую, гидродинамическую информацию о реальных гидродинамических параметрах пластов в условиях реального режима работы ЭЦН.



«Мы давно бились над этой проблемой, как нам попасть под ЭЦН и в реальном режиме эксплуатации выдать геологам, разработчикам необходимую информацию о работе пластов. Используя достижения телеметристов, в частности Ижевского радиозавода, мы разработали аппаратно-

**Глубинный измерительный комплекс, спущенный во время выполнения мероприятий ПРС, так и остается в скважине, становясь ее частью. Наш заказчик — «Татнефть» — оценил такой подход как наиболее эффективный**

программный комплекс «Спрут», который позволяет получать геофизическую и гидродинамическую информацию в реальном режиме работы ЭЦН в однопластовых и в многопластовых вариантах разработки нефтяных месторождений», — рассказывает В.Лаптев.

Суть работы «Спрута» состоит в том, что в скважинах, где нет оборудования ОРД, под ЭЦН спускается гирлянда приборов, которые помещаются над каждым продуктивным пластом. Каждый прибор имеет датчики температуры, давления, расхода и влагометрии. Посредством геофизического кабеля происходит подсоединение к «ижевской» телеметрии, и информация поступает в наземную систему, где либо с помощью флешки, либо через систему GPRS информация в реальном времени передается потребителям.

В те скважины, где нет системы одновременно-раздельной эксплуатации, спускается 85-миллиметровая аппаратура, в сква-

**Мы давно бились над проблемой, как нам попасть под ЭЦН и в реальном режиме эксплуатации выдать геологам, разработчикам необходимую информацию о работе пластов**

жины, оборудованные системой ОРД, 42-миллиметровая аппаратура, которая работает по тому же принципу и регистрирует те же геофизические и технологические параметры.

По словам В.Лаптева, главная беда комплекса «Спрут» заключалась в том, что основные датчики лишь малое время могут надежно работать в скважине, где выпадают асфальтены, забивая все что там есть. Для решения данной проблемы было разработано но-

**В итоге — аппаратно-программный комплекс «Спрут», который позволяет получать геофизическую и гидродинамическую информацию в реальном режиме работы ЭЦН в однопластовых и в многопластовых вариантах**

вое поколение приборов - аппаратно-программный комплекс «Спрут-2», в котором появились управляемый пакер с геофизическими датчиками и управляемая защита расходомера.

**В комплексе "Спрут-2" появились управляемый пакер с геофизическими датчиками и управляемая защита расходомера**

Теперь при доставке модулей на забой датчики транспортируются в закрытом состоянии, и только когда наступает момент измерений, они, прежде всего механический расходомер, раскрываются. «Остальные датчики — давления, температуры и влагомеры — нормально работают в непрерывном режиме и без защиты, а когда нужно измерить дебит, то по команде заказчика мы открываем пакер и проводим

САКМАР-4Д-85-ЭЦН-ЭП. Технические характеристики



Основные технические характеристики	Диапазон	Погрешность
Температура	0-120 °С	±0,85%
Давление	0-60 МПа	±0,5%
Расход в колонне Ø127 мм при угле наклона ≤ 250		
- без пакера	1,3-60 м³/ч	±4%
- с пакером металлотканевым	0,12-10 м³/ч	±4%
Индикатор влагосодержания	0-100%	
Длина, не более	1 383 мм	
Диаметр	85 мм	
Диаметр раскрытого пакера	130 мм	
Масса, не более	40 кг	

**ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА:**

**Вопрос:** Точность измерения расхода у вас 4%. Есть ли при этом какие-то ограничения по свойствам пластового флюида и параметрам окружающей среды, как то: вязкость, газосодержание и т.д.?

**В.Л.:** Конечно. К сожалению, у нас великая нефтяная держава, но на всю страну нет ни одной установки, где можно моделировать трехфазный поток, хотя все геофизические компании мира такими возможностями располагают. Поэтому мы калибруем датчики расходомера по воде.

Глядя на работу американцев, китайцев, мы прекрасно осведомлены о том, калибруя на масле, воде и газе, можно из этого расходомера получать массу дополнительной информации. К сожалению, пока у нас в стране отсутствуют такие возможности.

**Вопрос:** Видимо, вы говорите про многопластовые скважины. И для того, чтобы оптимально добывать, наверняка, должны быть соответствующие пластовые давления для каждого из пропластков, которые, скорее всего, разделены пакером. Какова в этих условиях при постоянной работе наработка на отказ турбинных приборов, которые вы поставили?

**В.Л.:** Максимальное время фактической непрерывной работы -- полгода. Этого мы достигли в скважинах с оборудованием ОРД. Там два пласта разделяли пакерами, добыча шла через штуцеры. И в такой скважине в «Газпромнефть-Хантосе» мы с 42-миллиметровыми приборами отработали в течение полугода, потом эти расходомеры накрылись. Поэтому мы и пошли по пути щадящего использования турбинных датчиков, при котором они закрыты и раскрываются только непосредственно при измерениях.

**Вопрос:** Если я правильно понял, в качестве пакеров вы использовали раскрывающиеся зонты вот этих глубинных приборов?

**В.Л.:** Да.

**Вопрос:** И насколько хорошо они держат перепад давления между пластами.

**В.Л.:** В данном случае коэффициент пакеровки где-то 0,8–0,9. У нас накоплен очень большой опыт применения в стране — нормально работают.

**Ремарка:** Месяц назад мы в одной из компаний предложили аналогичную схему. Там было большое совещание, средний персонал гово-

рит: «Да, надо». А начальник спрашивает: «Зачем? Вы хоть раз мне расшифровали до конца всю информацию, которую вы уже сейчас получаете?» Так какую дополнительную полезную информацию можно получить на базе этих измерений?

**В.Л.:** Эту гидродинамическую информацию нефтяная компания забирает и отдает в свои научно-технические центры. «Газпромнефть-НТЦ» обработала всю информацию, которую в «Газпромнефть-Хантосе» мы записали.

**Вопрос:** И что дальше?

**В.Л.:** Дальше, если бы эта техника надежно работала, то траектория развития будет такой. Опорная сеть скважин на месторождении дает непрерывно информацию, которая «заходит» в гидродинамическую модель. И появляется возможность гидродинамического моделирования, то есть регулировки разработки месторождения в зависимости от того, как меняется картина, — где нагнетать, откуда отбирать, сколько отбирать. Получается реальная картина.

С чем сегодня имеют дело эти «модельеры»? В одной скважине три года назад провели измерения, в другой — полгода, здесь — вчера. Всю эту разновременную информацию они пытаются засунуть в модель и получают туфту. А потом защищают ее в ЦКР и т.д. А когда есть сеть скважин, оборудованных датчиками, и вы можете конкретно на такую-то дату сделать «фотографию» и потом посмотреть, а что изменится через месяц, через полгода, это совершенно новое качество работы для тех, кто занимается гидродинамическим моделированием.

эту работу», — поясняет В.Лаптев. Так работает аппаратура комплексная скважинная с электроприводом САКМАР-4Д-85-ЭЦН-ЭП (см. «САКМАР-4Д-85-ЭЦН-ЭП...»).

**Для мониторинга энергопотребления необходимы приборы учета. Компанией ЭЛЕКТОН был разработан контроллер с функцией учета энергопотребления**

**Приборы оптимизируют энергопотребление**

Для мониторинга энергопотребления необходимы приборы учета, которые будут показывать те цифры, которыми необходимо оперировать для достижения тех или иных показателей энергоэффективности. Компанией ЭЛЕКТОН был разработан контроллер с функцией учета энергопотребления. Теперь стандартный контроллер станции управления обладает данной функцией и с достаточной точностью может контролировать те параметры, которые необходимы для учета энергопотребления.

Это полнофункциональный анализатор электрической энергии, то есть, наряду с тем, что он показывает киловатты, киловатты, косинусы и т.д., данная функция позволяет отображать также спектральный анализ напряжения, спектральный анализ тока, которые выводятся через стандартные программы «Электон». Их можно анализировать и контролировать тренды изменений. Все это сохраняется в архивах, данные за месяц хранятся в контроллере.

Система погружной телеметрии «ЭЛЕКТОН-ТМСР-2»

ИЗМЕРЯЕМАЯ ВЕЛИЧИНА	Электон-ТМСР-2	ДИАПАЗОН
Расход на выкиде насоса, м <sup>3</sup> /сут.	+	10-40, 20-100, 40-200, 100-500, 200-1250
Температура на выкиде насоса, °С	+	15-150
Давление на выкиде насоса, атм.	+	0-320 (0-600)
Температура на приеме насоса, °С	+	15-150
Давление на приеме насоса, атм.	+	0-320 (0-600)
Температура масла ПЭД, °С	+	15-200
Вибрация радиальная, g	+	0-3
Вибрация осевая, g	+	0-3
Сопротивление изоляции, кОм	+	10-9999
Диапазон рабочих температур, °С		
• погружные блоки ТМСР-2 ТМСР-2		0... +150
• наземный блок ТМСН-3		-60... +40



Погружной блок «Электон-ТМСР-2»



Погружной блок «Электон-ТМСР-3»



В контроллере СУ с частотным преобразователем «Электон-05» появилась еще одна новая функция — оптимизации энергопотребления. Данная функция по своей сути позволяет в автоматическом режиме выполнять регламентные работы, которые проводят сервисные компании по оптимизации отпайки с целью поиска точки с наименьшим током.

К тому же теперь ее можно делать периодически, задавая определенные параметры периодики. Данная функция реализована с помощью очень простого механизма, который можно сравнить с пристрелкой в артиллерии — недолет, перелет, коррекция. Станция управления автоматически с заданным шагом изменения выходного напряжения ведет поиск точки с наименьшим током.

«Обычно ночью напряжение высокое, с утра промышленность начинает работать, идет провал по напряжению, к обеду опять подъем. Определив эти тенден-

## Фильтр Сетевой Активный «ЭЛЕКТОН-ФСА» для частотных преобразователей

Тип фильтра	Номинальный рабочий ток, А*	Максимальный ток нагрузки, А**	Коэффициенты искажения		Габаритные размеры, мм	Масса, кг
			синусоидальности кривой напряжения и тока с фильтром***			
			KU <sub>вх</sub>	KI <sub>вх</sub>		
ЭЛЕКТОН –ФСА-160/400	160	400	не более 5%		1990x950x900	410
ЭЛЕКТОН-ФСА-250/630	250	630	не более 5%		1990x950x900	425
ЭЛЕКТОН-ФСА-400/1000	400	1000	не более 5%		1990x950x900	440

\* - максимальное действующее значение тока ВГС  
 \*\* - максимальный ток, потребляемый СУ «Электон-05», работающей в режиме ШИМ  
 \*\*\* - при условии, что коэффициент искажения напряжения питающей сети без работы частотного преобразователя меньше 2% и фильтр работает с номинальной нагрузкой  
 Номинальный рабочий ток активного сетевого фильтра определяет предельную подавляемую мощность генерируемых в питающую сеть ВГС

ции изменения напряжения в сети, можно выбрать периоды работы данной защиты. При этом эффективность, то есть работа на наименьших возможных токах, будет максимальной. Эффективность данной функции выше там, где оборудование меньше загру-

Эффективность данного устройства была заложена на уровне американских стандартов — 5% по напряжению и 5% по току, против российских стандартов по напряжению — 8%. По словам А.Ильина, при правильном использовании фильтра можно выйти и на более высокий уровень эффективности.

### Второй параметр, который необходим для определения удельных расходов электроэнергии, — это расход жидкости. Расходомер «ЭЛЕКТОН-ТМСР-2» позволяет с достаточной точностью показывать эти данные

жено. Там, где оборудование загружено по максимуму, больших эффектов не получишь», — рассказывает **Алексей Ильин**, заместитель главного конструктора ЗАО «ЭЛЕКТОН».

Второй параметр, который необходим для определения удельных расходов электроэнергии, — это расход жидкости. Расходомер «ЭЛЕКТОН-ТМСР-2» позволяет с достаточной точностью показывать данные, которые нужно учитывать для определения эффективности и удельных показателей расхода электроэнергии при добыче нефти (см. «Система погружной телеметрии «ЭЛЕКТОН-ТМСР-2»).

Более сложным изделием является фильтр сетевой активный «ЭЛЕКТОН-ФСА», предназначенный для работы совместно со станцией управления с частотным преобразователем или в сетях, где работают эти станции (см. «Фильтр сетевой активный...»).

Предназначен он для подавления негативного воздействия высших гармонических составляющих, а также повышения качества питающего напряжения и тока.

### Тенденции развития СУ и ТМС

**Сергей Феофилаков**, главный конструктор ДООО «ИРЗ ТЭК», рассказал о разработках Ижевского радиозавода. На сегодняшний день завод серийно изготавливает два типа станций управления — СУ с прямым пуском и в 2008 году была разработана СУ с частотно-регулируемым приводом.

Среди основных особенностей ижевских СУ — чтение информации с обычной USB-флешки. «С помощью этой же USB-флешки возможно перепрограммирование, то есть смена программного обеспечения контроллера без остановки скважины», — отмечает С.Феофилаков. В качестве дисплея используется низкотемпературный люминесцентный дисплей, который может работать без подогрева до температуры — -60°C.

Данные СУ работают со всеми типами телеметрических систем, в том числе с телеметрическими системами, к которым возможно подключение геофизических приборов. Есть возможность подключения внешних электросчетчиков и различных модемов, в том числе и GPRS.

Завод производит также системы телеметрии. С развитием



### Среди основных особенностей ижевских СУ — чтение информации с обычной USB-флешки. С помощью этой же USB-флешки возможно перепрограммирование, то есть смена программного обеспечения контроллера без остановки скважины

высокотемпературной элементной базы появился блок, который может работать до 125°C. Сего-

### Завод производит также системы телеметрии. С развитием высокотемпературной элементной базы появился блок, который может работать до 125°C

дня уже есть комплектации, позволяющие работать при температуре 150°C. В состав систем ТМС были введены дополнительные защиты от высокого напряжения, разработана телеметрия для вентильного двигателя. Выпускаются

## ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА:

**Вопрос:** Вы сказали, что происходит автоматическая настройка системы ТМС на различные типы станций управления. В то же время вы сказали, что есть исполнение ТМС для вентильных двигателей. Чем оно отличается и почему потребовалось?

**С.Ф.:** Как известно, вентильные двигатели имеют ряд особенностей, поэтому туда мы дополнительно ввели систему фильтрации. Та телеметрия, которая предназначена для вентильного двигателя, будет работать и с асинхронным двигателем.

**Вопрос:** А которая для асинхронного, она с вентильным сможет работать?

**С.Ф.:** Она работать будет, но мы ее не рекомендуем.

**Вопрос:** К каким двигателям подходят ваши системы телеметрии? Или стыковочный узел там есть?

**С.Ф.:** Да, мы делаем стыковочные узлы практически ко всем двигателям. Если какой-то специализированный двигатель, то вопрос тоже решается достаточно быстро.

**Вопрос:** А систему телеметрии, предназначенную для 150°C, вы уже испытывали на производстве?

**С.Ф.:** Мы гарантируем ее работоспособность в течение гарантийного срока.

модификации «М» — это высокоточная телеметрия, которая позволяет снимать параметры с высоким разрешением, и «Д» — это телеметрическая система, которая позволяет подключать к датчикам дополнительные геофизические приборы.

Подземная часть сегодня подключается к любому типу электродвигателей. Поскольку система передачи информации цифровая, обеспечивается полная заменяемость наземной и подземной части. Высокоточная телеметрия сегодня позволяет измерять температуру на приеме от 0 до 160°C с разрешением до 0,01°C, температуру масла погружного электродвигателя от 0 до 250°C, с разрешением до 0,01°C, давление масла в ПЭД и давление на приеме от 0 до 600 атм. с разрешением до 0,01 атм., вибрацию в трех плоскостях.

Специалисты Ижевского радиозавода проанализировали основные проблемы, с которыми при эксплуатации телеметрических систем столкнулись они сами и с которыми сталкиваются сервисные компании. Первая проблема — выгорания подземной и наземной частей (попадание фазы на землю, импульсные броски, измерение сопротивления изоляции высоким

напряжением и т.д.). Эта проблема была решена с помощью системы фильтров и защит от высокого напряжения.

Раньше были проблемы с пробоем гермовводов, но эту проблему решили изменением конструкции и материала гермоввода. Были отказы ТМС при высоких температурах. Сегодня элементная база позволяет эксплуатировать приборы при температуре 150°C. Проводится тщательный входной контроль этих элементов. Возникли вопросы, связанные с нарушением герметичности погружной части при высоких давлениях. После ряда экспериментов, изменений конструкции, материалов сейчас надежность подтверждается испытаниями.

«Самая сложная проблема, которая давно уже решается, — это проблема с совместимостью всех телеметрических систем в части монтажа погружной части и погружных электродвигателей. Здесь все производители должны договориться между собой», — заявляет С.Феофилактос.

### Интеллектуальная СУ

**Олег Гусев**, вице-президент по технике Корпорации «Триол», представил целый ряд иннова-



ционных разработок для нефтедобычи. Одной из них является станция управления СУ «Триол АК06», серийный вариант которой дополнен инновационными решениями.

### Интеллектуальная станция «Триол АК» с алгоритмами автоадаптации обеспечивает автоматический вывод скважины на режим, сводит к минимуму человеческий фактор при запуске, выводе на режим и эксплуатации УЭЦН

Так, наличие в составе СУ мощностью до 1000 А включительно встроенного синусного фильтра позволяет уменьшить вес и габариты станции до 1,5 раз по сравнению с существующими аналогами. Изменение установок/параметров из статусного меню дает возможность понять, что происходит с двигателем и оперативно вносить изменения в работу скважины.

### СУ «Триол АК» позволяет увеличить количество добываемой нефти, снизить затраты на добычу и ремонт оборудования, а также увеличить ресурс работы двигателя за счет оптимизации режима работы

Режим оптимизации тока ПЭД позволяет сократить расходы электроэнергии при добыче жидкости на 10%. За счет применения новых силовых ключей обеспечивается высокий КПД преобразователя — 97% (подтверждено квалификационными испытаниями с участием представителей ТНК-ВР), что также ведет к дополнительной экономии электроэнергии.

Интеллектуальная станция «Триол АК» с алгоритмами автоадаптации обеспечивает автоматический вывод скважины на режим, сводит к минимуму человеческий фактор при запуске, выводе на режим и эксплуатации УЭЦН, удешевляет и облегчает ввод скважин. Реализована также возможность максимизации дебита: выбор режима работы

#### ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА:

**Вопрос:** «Татнефть» готова предоставить бесплатно площадку для испытания глубинных телеметрических систем при температуре 200°C. Готовы ли вы к этому?

**О.Г.:** В настоящее время существующие системы рассчитаны на 125°C. Думаю, что телеметрия, которую мы разрабатываем на ближайшую перспективу, будет в себя включать и высокотемпературную телеметрическую установку, и мы с удовольствием воспользуемся вашим предложением.

## ИННОВАЦИОННЫЕ ЗОЛОТНИКОВЫЕ КЛАПАНЫ ДЛЯ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

ЕВГЕНИЙ РЫЖОВ, Генеральный директор ООО «РАМ»

Особенностью клапанов, разработанных для нефтяных насосов, является порядка десяти отличий от существующей конструкции шариковых или тарельчатых клапанов, которые находят сейчас широкое применение в нефтедобыче. Один из основных отличительных признаков нашего клапана -- увеличение площади проходного сечения клапана.

### Один из основных отличительных признаков нашего клапана — увеличение площади проходного сечения клапана

Недавно в «Краснодарнефтегазе» пытались на 44-й ШГН поставить 57-й всасывающий клапан из-за того, что не устраивало маленькое проходное сечение. Площадь проходного сечения клапана клапана КЗВ 44, разработанного компанией «РАМ», составляет 6,5 см<sup>2</sup>, что больше площади проходного сечения обычного 57-го всасывающего клапана. То есть, его замена на 44-й клапан «РАМ» приведет к увеличению площади проходного сечения.

Другим важным отличием инновационных клапанов от существующих является наличие золотника, то есть направляющей конструкции. Это позволяет использовать клапаны в скважинах с практически любым наклоном насосной установки. Данное преимущество уже активно используется специалистами компании «Шешмаойл», которая закупает эти клапаны на регулярной основе и использует в наклонных скважинах.

### Другим важным отличием инновационных клапанов от существующих является наличие золотника, то есть направляющей конструкции

Следующий важнейший фактор — нанесение износостойкого металлоалмазного хромового напыления. Опыт показал, что износостойкость при этом повышается примерно от 3 до 7 раз, в зависимости от условий эксплуатации. Инновационные клапаны «Норма» уже прошли подконтрольную эксплуатацию более чем в 500 скважинах. Они были закуплены, в частности, компанией ЛУКОЙЛ.

По результатам подконтрольной эксплуатации уже получены положительные заключения, в частности «Томскнефти», «РИТЭК-Надымнефти», «Татнефти». В Татарстане данные клапаны показывают очень хорошие результаты — они работают там бо-

### Следующий важнейший фактор — нанесение износостойкого металлоалмазного хромового напыления

лее чем по 1100 суток. Прирост наработки на отказ насосов ШГН по скважинам в Татарстане составил в среднем 73%. Порядка 100 скважин в разных НГДУ Татарстана выдают такие результаты.

На совещании, организованном Минэнерго в прошлом году с приглашением всех нефтяных компаний, были обсуждены перспективы применения данных клапанов и принято решение о постепенном, поэтапном переоснащении нефтяного оборудования этой новой более современной конструкцией клапанов. Конечно, по отношению к ним встречается определенный здоровый консерватизм со стороны нефтяных компаний.

### Анализ итогов промысловых испытаний показывает, что переоснащение насосного парка ведущих нефтедобывающих компаний России инновационными клапанами принесет экономический эффект около \$2,7 млрд в год

«РАМ» не стремится к конкуренции с компаниями, которые сегодня производят, например, шариковые и другие клапаны. Речь идет о том, чтобы постепенно пересаживаться с ушастых «запорожцев» и «жигулей» на более современные машины. Компания «РАМ» готова продавать данные технологии всем производителям этого оборудования.

Анализ предварительных итогов промысловых испытаний показывает, что переоснащение насосного парка ведущих нефтедобывающих компаний России инновационными клапанами принесет экономический эффект около \$2,7 млрд в год, при общих затратах на модернизацию около \$150 млн, хотя данные цифры вызывают довольно много споров.

## НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ РЕМОНТА ГНО

**КОНСТАНТИН МЕРКУЛОВ**, Главный специалист отдела по совершенствованию производственной системы

ООО «НКТ-Сервис» УК ООО «ТМС групп»

**НАИЛЬ АХМАДИЕВ**

Заместитель исполнительного директора по совершенствованию производственной системы ООО «НКТ-Сервис» УК ООО «ТМС групп»

При осуществлении диагностики и ремонта глубинно-насосного оборудования компания «НКТ-Сервис» применяет ряд новых технологий.

Так, впервые была реализована технология автоматизированного замера длины НКТ путем разработки уникальной в своем роде замерной установки. Данная установка позволяет осуществлять замер длины насосно-компрессорных труб в автоматическом режиме. Производительность установки составляет более 150 НКТ в час, что позволяет производить 100%-ный замер труб, поступающих со скважин в сервисный центр. Внедрение замерной установки позволяет сократить время замеров при приемке НКТ со скважин более чем вдвое, высвободить из данного процесса рабочих и вести фиксирование и архивацию информации в автоматизированном режиме.

### Впервые была реализована технология автоматизированного замера длины НКТ путем разработки уникальной в своем роде замерной установки

В дополнение к полному комплексу ремонта в «НКТ-Сервисе» осуществляется очистка труб от трудноудаляемых отложений, для чего применяются различные технологии. Для удаления отложений солей применяется метод термоабразивной очистки. Данный метод заключается в одновременном высокотемпературном воздействии на очищаемую поверхность, в результате чего появляется возможность очищать НКТ от трудноудаляемых отложений солей и окарины.

### В дополнение к полному комплексу ремонта в «НКТ-Сервисе» осуществляется очистка труб от трудноудаляемых отложений, для чего применяются различные технологии

Производительность установки позволяет очищать до 45 тыс. НКТ в год. Очистка НКТ от разрушенного оксидного покрытия, шлаков, отложений мехпримесей осуществляется методом гидрокавитационной очистки. Производительность установки — до 20 тыс. НКТ в год.

В 2009 году освоен новый метод очистки НКТ от остеклованного покрытия. Метод очистки основан на дробяще-скалывающем воздействии инструмента-шарошки на очищаемую поверхность. Производительность установки составляет порядка

10 тыс. НКТ в год. Существующая технология очистки позволяет ежегодно очищать до 500 км НКТ.

### Освоен новый метод очистки НКТ от остеклованного покрытия, основанный на дробяще-скалывающем воздействии инструмента-шарошки на очищаемую поверхность

В целях повышения эффективности производства и повышения качества выпускаемой продукции для диагностики штангово-глубинных насосов был создан сервисный центр ШГН путем объединения производств и формирования единой специализированной базы. В технологический процесс дополнительно были введены операции дробеметной очистки, магнитно-порошковой дефектоскопии деталей ШГН, сборки сдвоенных насосов и автоматической маркировки.

Создание единого сервисного центра позволило обеспечить единую техническую политику в области ремонта ШГН на основе стандартизации производственных процессов, создать единый центр знаний и перейти от единичного производства к поточному. Что, в свою очередь, позволяет повысить качество ремонта ШГН, увеличить наработку насосов на отказ и в итоге увеличить МРП работы скважин.

### Создание единого сервисного центра позволило обеспечить единую техническую политику в области ремонта ШГН на основе стандартизации производственных процессов

Создание центра ШГН позволило сократить количество применяемого технологического оборудования для диагностики ШГН и увеличить эффективность производственного процесса на 30%. Производственная мощность сервисного центра позволяет производить диагностику и ремонт до 12 тыс. ШГН в год.

Немало внимания уделяется восстановлению и так называемому более «глубокому» применению ГНО. В том числе, ШГН, имеющих износ поверхностей цилиндра и плунжера выше допустимого. Такие цилиндры и плунжеры используются в составе насосов сдвоенной конструкции. Нормальная работоспособность плунжерной пары достигается за счет увеличения площади соприкосновения цилиндра и плунжера вследствие их сплаивания. Сборка сдвоенных насосов осуществляется с 2006 года, количество внедренных насосов составляет

более 450 шт. За все время внедрения данных насосов экономический эффект составил более 13 млн рублей.

Следующее направление применения отбракованных цилиндров связано с отрезкой дефектных участков. Как правило, в большинстве случаев цилиндр признается негодным к дальнейшему применению не по всей длине, а из-за дефекта какого-либо участка. На этом принципе основан метод изготовления ШГН из укороченных цилиндров.

### **Следующее направление применения отбракованных цилиндров связано с отрезкой дефектных участков. Экономический эффект за все время применения метода — более 9 млн рублей**

После отрезки негодной части укороченные цилиндры соединяются между собой посредством специальных муфт, тем самым обеспечивая необходимую длину насоса. Количество ШГН, собранных данным методом, составляет более 250 штук.

### **Дефектоскопия бывших в употреблении штанг осуществляется на четырех линиях с применением эхо-импульсного и электромагнитного метода неразрушающего контроля**

Экономический эффект за все время применения метода — более 9 млн рублей. Для эксплуатации в скважинах с повышенным содержанием мехпримесей и вероятностью солеобразования освоено изготовление насосов специальной конструкции. Особенностью конструкции является наличие на плунжере и внутренней поверхности цилиндра специальных канавок — проточек специальной формы, позволяющих выносить грязь и мехпримеси на поверхность при работе.

Применение данных ШГН обеспечивает увеличение МРП работы осложненного фонда скважин, а также позволяет сократить количество преждевременных отказов по причинам заклин-

вания и износа плунжерной пары. На сегодня три насоса данной конструкции внедрены и эксплуатируются с текущей наработкой от 208 до 358 суток.

Процесс диагностики насосных штанг также был специализирован путем формирования единого сервисного центра на базе одного из производственных цехов «НКТ-Сервиса». При создании единого центра в технологический процесс диагностики введена операция дробеметной очистки, правки штанг в валках, накатки галтельных частей. Производственная мощность сервисного центра позволяет проводить диагностику до 775 штанг в год. Технологический процесс сервисного центра штанг позволяет производить инспекцию всего объема новых штанг поступающих с завода. Цель -- выявить скрытые дефекты металлопроката. Данный техпроцесс реализуется с помощью компьютерной системы фирмы Tuboscope Vetco.

### **Результаты исследований показали, что акустико-эмиссионный метод неразрушающего контроля менее эффективен по отношению к применяемым**

С помощью данного оборудования определяется наличие дефектов металлопроката, изменение диаметра штанги, однородность стали. Производительность установки инспекции составляет до 300 тыс. штанг в год. Дефекты концов штанг и дефекты муфт определяются магнитно-порошковым методом. Качество изготовления резьбы определяется калибрами.

Дефектоскопия бывших в употреблении штанг осуществляется на четырех линиях с применением эхо-импульсного и электромагнитного метода неразрушающего контроля. Применение именно этих методов неслучайно. В 2008 году совместно с институтом ТатНИПИ-нефть были проведены исследования по оценке надежности бывших в эксплуатации насосных штанг, прошедших диагностику различными методами, применяющимися в «НКТ-Сервисе». Результаты исследования показали, что акустико-эмиссионный метод неразрушающего контроля менее эффективен и поэтому при подборе метода дефектоскопии для центра штанг было принято решение об использовании двух вышеуказанных методов контроля.

УЭЦН, обеспечивающего максимально возможный дебит в безопасном режиме. Станция обеспечивает минимизацию простоев скважин при аварийных отключениях за счет определения причин и оценки возможности ухода от аварий ЗП, ЗСП, ТПЭД, а также осуществления безопасного запуска УЭЦН.

«Там, где стандартная станция ушла бы в останов, пусть и с последующим перезапуском, но с определенным временем простоя, наша интеллектуальная станция уходит, насколько это возможно, из аварийной зоны и

сохраняет добычу жидкости», — поясняет О.Гусев.

Существует возможность автоматической работы в периодическом режиме. Мониторинг работы пласта и подбор оптимального времени работы/простоя увеличивает количество добываемой жидкости. Если условия в скважине таковы, что работа в постоянном режиме, пусть и на пониженной частоте, невозможна, например происходят срывы подачи, станция переходит в режим периодической работы.

Кроме этого, интеллектуальная станция обеспечивает воз-

можность учета электроэнергии и последующей ее экономии на основе учета. Интеграция с АСТУЭ, учет и передача данных о потреблении электроэнергии в систему телемеханики упрощают управление добычей.

По словам О.Гусева, использование интеллектуальной СУ «Триол АК» позволяет увеличить количество добываемой нефти, снизить затраты на добычу и ремонт оборудования, а также увеличить ресурс работы двигателя за счет оптимизации режима работы. 