

ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ РАЗРАБОТОК В ОБЛАСТИ ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, ОСЛОЖНЕННЫХ ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

СЕРГЕЙ АНУФРИЕВ
 Начальник производственного отдела
 ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Одна из основных причин преждевременных отказов УЭЦН заключается в наличии высокого содержания газа в скважинах. С этой проблемой сталкиваются сегодня многие НГК, и в том числе «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» — 5 из 29 месторождений компании осложнены высоким газовым фактором.

В 2007–2008 годах темпы роста наработки УЭЦН на отказ по предприятию составляли 19% в год. Достижение таких результатов стало возможным в результате использования целого комплекса мероприятий: применение специального оборудования, предотвращающего отложения солей, а также засорение рабочих органов УЭЦН мехпримесями; использование УЭЦН в износостойком исполнении; модернизация устаревшего парка наземного оборудования; внедрение станций управления с частотными преобразователями и контроллерами для обеспечения контроля за параметрами работы скважинного оборудования.

Также был установлен организационный контроль за технологическими процессами при ремонте и подготовке скважин; использовались различные средства защиты кабельных линий. Наконец, свой вклад в работу по улучшению показателей по наработке УЭЦН на отказ внесли заводы-производители оборудования, привлекаемые к комплексному обслуживанию скважин на подрядной основе.



За последние три года компании «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» удалось добиться существенных успехов в области снижения преждевременных отказов УЭЦН по причине «влияние газа» — со 100 в 2006 го-

ду до 70 в 2007-м и 48 в 2008-м (см. «Показатели наработки на отказ и среднедействующего фонда УЭЦН по «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазу» в 2006–2008 гг.»).

На сегодняшний день одна из основных причин отказа оборудо-

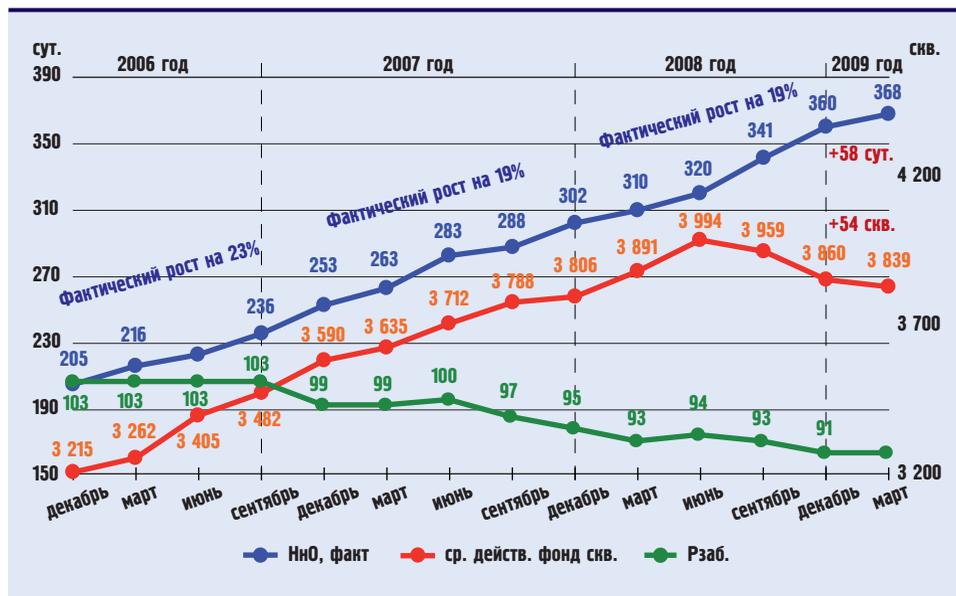
вания на пяти месторождениях предприятия заключается в наличии свободного газа и соответственно в низком давлении на приеме. Работа по устранению данной проблемы ведется предприятием начиная с 2007 года.

Анализ УЭЦН, отказавших по причине влияния газового фактора, выявил износ текстолитовых шайб (при сохранении ими возможности вращения), чистый прием, а также наличие мехпримесей.

Оценка состояния ПЭД выявила перегрев пакетов ротора и кабельной линии (деформацию и старение изоляции из-за перегрева).

В результате проведенных исследований было намечено несколько возможных путей решения обозначенных проблем. В частности, для предотвращения оплавления кабеля ведется внедрение специальных термостойких вставок. В свою очередь внедрение термостойких двигателей позволяет защитить ПЭД от перегрева. Для минимизации загазованности насоса в настоящее время активно используются газосепараторы, диспергаторы и мультифазные насосы.

Показатели наработки на отказ и среднедействующего фонда УЭЦН по «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» в 2006–2008 гг.



**Иновации
отечественные**

Сегодня «Газпромнефть-ННГ» проводит комплексные мероприятия, направленные на стабилизацию работы УЭЦН. К примеру, особое внимание при работе УЭЦН уделяется поддержанию оптимального давления на приеме насоса при помощи штучирования и подбора частоты вращения.

При ремонте установок и подборе нового оборудования используются наиболее эффективные комплектующие (мультифазные насосы, газосепараторы, диспергаторы). В некоторых случаях практикуется спуск УЭЦН меньшего типоразмера.

Особая роль при эксплуатации скважин с высоким газом фактором отводится широкому применению разработок отечественных и импортных производителей.

Одна из них — предвключенный мультифазный насос МФОН5-200 (производитель — «Новомет-Пермь») — способна работать с содержанием свободного газа на приеме насоса до 70%. Принцип работы сводится к следующему: устройство сжимает газожидкостную смесь и уменьшает объем свободного газа. Далее газожидкостная смесь прокачивается сквозь основной насос, что предотвращает образование в нем газовых пробок, т.е. таким образом предотвращается срыв подачи. При этом важно отметить, что газожидкостная смесь не выбрасывается в затрубное пространство, а проходит через основной насос. За счет газлифтового эффекта в НКТ газ совершает полезную работу, тем самым увеличивая КПД всей установки.

Данное устройство имеет абразивостойкую конструкцию и может эксплуатироваться в скважинах с концентрацией абразива до 1000 мг/л.

**Иновации
импортные**

Из импортного оборудования достаточно активно используются разработки компаний Centrilift и REDA. Одна из них — технология

многолопастного мультифазного насоса MVP Gas-Master производства Centrilift. Оснащенные MVP системы УЭЦН могут успешно перекачивать жидкость с содержанием свободного газа до 75%. Прирост добычи при этом составляет 10–15%.

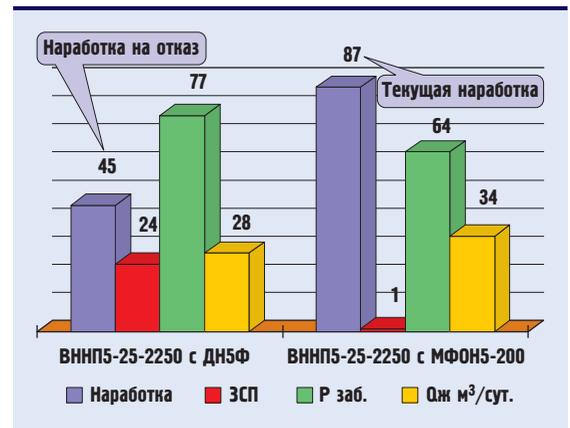
Помимо этого, УЭЦН, укомплектованные системой MVP, обладают повышенной производительностью и способны перекачивать увеличенный (за счет газа) объем смеси без образования газовых пробок. Одновременно увеличивается надежность системы УЭЦН в целом, обеспечивается необходимый перепад давления и сокращается вероятность отказа системы, что ведет к увеличению потенциала добычи нефти в условиях повышенного содержания свободного газа в газожидкостной смеси.

Еще одна зарубежная разработка, применяемая на месторождениях «Газпромнефть-ННГ», — это система Poseidon (производитель — Schlumberger REDA), которая может быть установлена либо над газосепаратором, либо над стандартным приемным модулем. Система Poseidon позволяет увеличить дебит и расширить область применения погружного насоса в нефтяных скважинах с большим содержанием газа, где дебит ограничен возможностью центробежного насоса работать с газом. При прохождении по многофазному насосу Poseidon объем газа снижается за счет компрессии. Лабораторные и промышленные испытания данной системы показали, что она может успешно применяться в скважинах с объемным содержанием газа до 75%, что значительно превышает возможности обычных газодиспергаторов, установленных в пределах 40–45%.

Каков эффект?

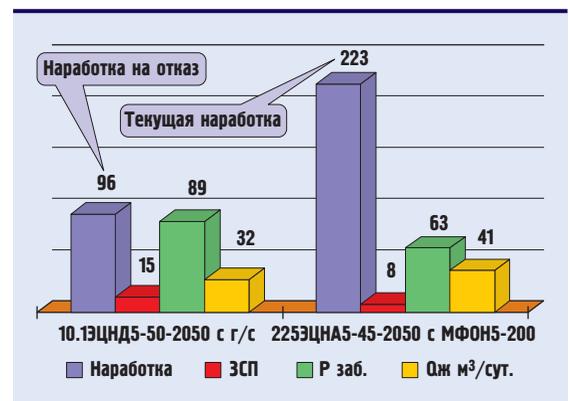
Всего на месторождениях «Газпромнефть-ННГ» было внедрено 69 комплектов мультифазных насосов разработки «Новомет-Пермь». Из них 14 были подняты для проведения ГТМ. 12 установок отказали по различным причинам, не связанным с влиянием газового фактора.

Работа скважины №1276/70 Вынгапуровского месторождения с использованием системы МФОН5-200 производства «Новомет-Пермь»

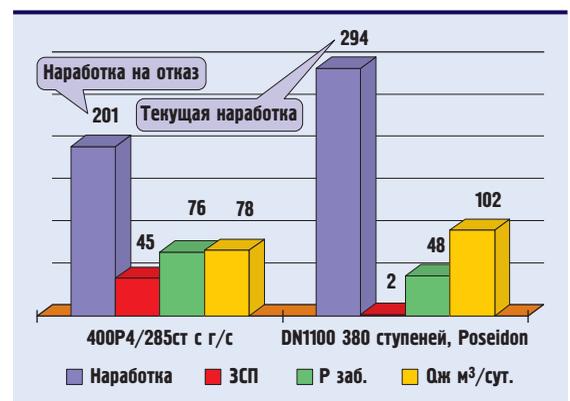


Еще 43 насоса на сегодняшний день находятся в работе, и на начало апреля 2009 года текущая наработка по ним составляет 208 суток. До внедрения этот показатель не превышал отметки 112 дней.

Работа скважины №1721/334 Вынгапуровского месторождения с использованием системы МФОН5-200



Работа скважины №4967/338 Вынгапуровского месторождения с использованием системы Poseidon



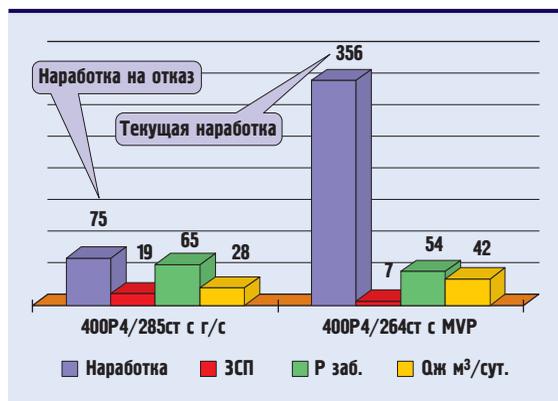
ВОПРОС: Скажите, пожалуйста, каковы основные параметры скважин на осложненных месторождениях: газовый фактор, температура, количество мехпримесей? И каковы показатели по дебитам?

С.А.: Из 29 месторождений 5 месторождений осложнены высоким газовым фактором. В среднем от 150 до 600 м³/м³. Есть месторождение, где газовый фактор до 2000 м³/м³, — это Новогоднее месторождение. Средний дебит по жидкости на скважинах, где были внедрены мультифазные установки, составляет от 25 м³ до 300 м³ в сутки. Средняя температура пластовой жидкости — 90°С. Количество механических примесей не должно превышать 1000 мг/л.

ВОПРОС: Какие были проблемы с применением систем «Тандем»?

С.А.: Впервые мы внедрили систему «Тандем» еще в 90-е. Но эффекта мы не получили. Сейчас разработки этих систем резко отличаются от тех, что были раньше. Разработчики системы «Тандем 4» обещают стабильную работу с газом. Поэтому планируем испытать данную систему на наших скважинах. Тем более актуально попробовать это оборудование с системами «УЭЦН-пакер», которое не работает на осложненных газом скважинах, т.к. затрубное пространство запакеровано.

Работа скважины №300/401 Вынгапуровского месторождения с использованием системы MVP



Рассмотрим динамику снижения отказов УЭЦН на примере работы отдельно взятой скважины. Так, при работе насоса с серийным газосепаратором ННО со-

ставляла 45 суток (см. «Работа скважины №1276/70 Вынгапуровского месторождения с использованием системы МФОН5-200»). При этом количество внутрисменных простоев по причине срыва подачи составляло 24 суток. В настоящий момент на данной скважине работает установка с мультифазной секцией. Сейчас наработка составляет 87 дней — установка работает в условиях более низкого забойного давления, отказов нет. ВСП по ней всего один.

За все время на месторождениях «Газпромнефть-ННГ» было внедрено 13 комплектов установки Poseidon. Одна была поднята для проведения ГТМ, еще по одной был получен отказ. 11 установок на сегодняшний день находятся в работе, и на начало апреля текущая наработка по

ним составляет 172 дня. До внедрения показатель равнялся 149 суткам (см. «Работа скважины №4967/338 Вынгапуровского месторождения с использованием системы Poseidon»).

Наконец, специалистами компании были куплены и спущены в скважины 25 комплектов системы MVP Gas-Master. Впоследствии четыре установки были подняты для проведения геологотехнических мероприятий, 12 — отказали по различным причинам, не связанным с влиянием газового фактора. В работе на данный момент находятся 16 систем. На начало апреля наработка по ним составляет 197 суток. До внедрения — 108 суток (см. «Работа скважины №300/401 Вынгапуровского месторождения с использованием системы MVP»).

В заключение хотелось бы отметить те преимущества, которые дало использование мультифазных насосов. Это, во-первых, сокращение внутрисменных потерь нефти за счет сведения к минимуму отказов остановок УЭЦН по причине срыва подачи. Во-вторых, увеличение ННО оборудования. В-третьих, увеличение депрессии на пласт за счет снижения давления на приеме насоса (в среднем на 15 атм). Наконец, в-четвертых, увеличение среднесуточной добычи — в среднем на 7 тонн по каждой скважине. [Иконка]

