

# ПРОГРАММА МЕРОПРИЯТИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ УЭЦН КАК ИНСТРУМЕНТ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ

Реализация программы мероприятий увеличения средней наработки на отказ УЭЦН в ОАО «НГК «Славнефть» в 2006–2008 годах позволила переломить тенденцию снижения надежности работы оборудования и увеличить текущую ННО на 12%.

Затраты на реализацию программы в 2008 году составили 200 млн рублей, средняя наработка на отказ увеличилась на 20 суток, что позволило снизить затраты на добычу нефти на 300 млн рублей и уменьшить потери добычи нефти в денежном выражении на 100 млн рублей. Экономическая эффективность реализации программы 2008 года оценивается, таким образом, в 200 млн рублей.

ВИКТОР МЕЛЬНИЧЕНКО  
ОАО «НГК «Славнефть»

**Н**а действующем фонде скважин НГК «Славнефть» рост уровней добычи нефти обеспечивается двумя основными видами ГТМ: ГРП и форсирование отбора жидкости (ФОЖ). Соответственно трансформируется и структура оснащенного УЭЦН действующего фонда, в частности, происходит рост доли «юрских» скважин с 11% до 32% и сокращение скважин пластов БВ с 61% до 34% (см. «Структура фонда скважин с УЭЦН»). Следует отметить, что пласты группы ЮВ характеризуются низкой продуктивностью и неоднородностью, а эксплуатация УЭЦН на скважинах соответствующей группы связана с различными осложнениями: выносом механических примесей, солеотложением, перегревом узлов установок. Пласты группы БВ, в отличие от ЮВ, в основном относятся к высокопродуктивным залежам нефти, и пробуренные на них скважины отличаются отсутствием осложнений и большими наработками на отказ погружного оборудования.

В целом же по действующему фонду количество скважин с УЭЦН после ГРП увеличилось с 2% до 36%.

## Изменение структуры парка УЭЦН

Динамика параметров работы скважин показывает рост среднего дебита жидкости для всех групп пластов. При этом структура парка УЭЦН характеризуется ростом напоров и глубин спуска насосов. Происходит уменьшение количе-

ства скважин с небольшими глубинами спуска насосов и ростом доли скважин с большими глубинами спуска. Растет доля низкопроизводительных насосов в связи с вводом в эксплуатацию низкопродуктивных залежей нефти и переводом скважин с эксплуатации УШГН на УЭЦН после проведения работ по интенсификации добычи нефти. Наряду с этим растет и доля насосов с подачей более 500 м<sup>3</sup> в сутки (см. «Структура парка УЭЦН»).

В результате ввода в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов нефти, интенсификации добычи нефти, проведения ГРП и ФОЖ в 2003–2005 годах произошло значительное увеличение количества осложненных скважин с УЭЦН, что привело к снижению СНО с 490 до 330 суток на фоне увеличения среднего динамического уровня скважин с 900 до 1260 метров.

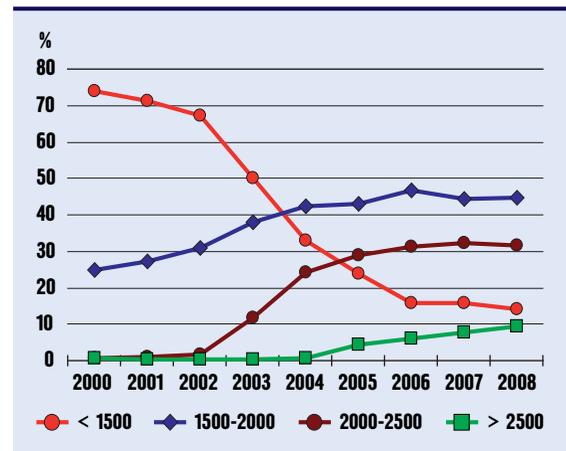
В целом по фонду скважин произошло снижение забойных давлений, при этом изменились технологические факторы при эксплуатации УЭЦН (см. «Изменение технологических факторов при работе УЭЦН»). По данным ПДК за 2007–2008 годы, основными причинами преждевременных отказов УЭЦН выступали мехпримеси (33%), недостаточный приток скважин (22%), абразивный износ (12%) и солеотложение на рабочих органах насосов (10%). Наименее надежным узлом является насос вследствие засорения рабочих органов мехпримесями, солеотложения и абразивного износа.

## Программа мероприятий

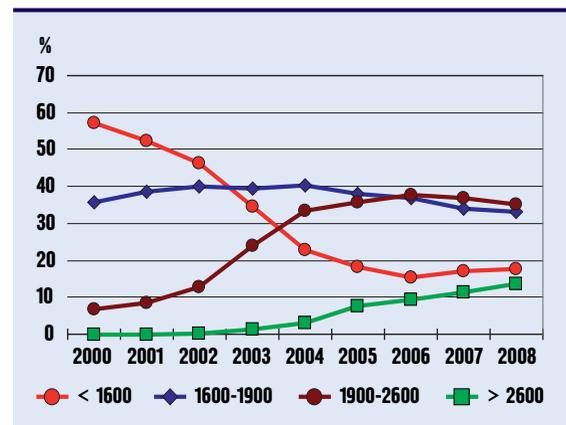
В целях снижения влияния негативных факторов на эксплуатацию УЭЦН и увеличения надежности работы механизированного фонда скважин в 2006 году была



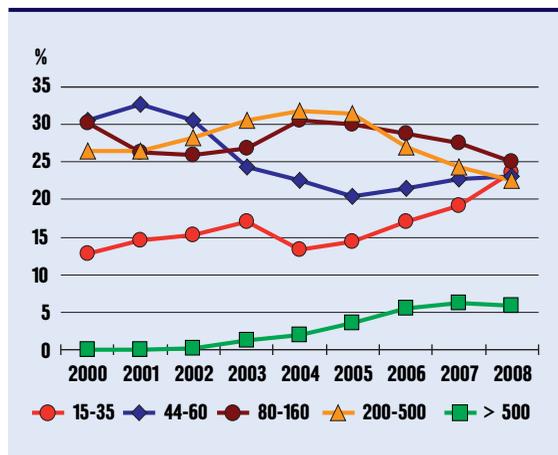
Структура парка УЭЦН по номинальным напорам насосов



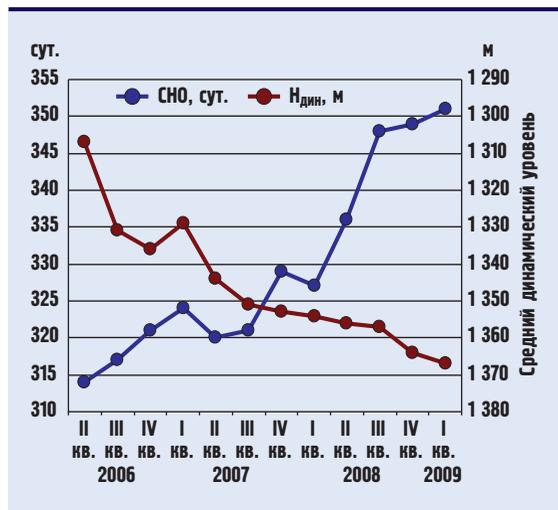
Структура парка УЭЦН по глубине спуска установки



## Структура парка УЭЦН по номинальной подаче насоса



## Динамика средней наработки на отказ



разработана и утверждена программа мероприятий увеличения средней наработки на отказ УЭЦН. Программа должна была обеспечить рост СНО УЭЦН и, как следствие, уменьшение потерь добычи нефти от простоя скважин и снижение затрат на их ремонт, затрат на ремонт отказавшего оборудования и приобретение но-

### Изменение технологических факторов при работе УЭЦН

- увеличались глубины спуска насосов, число азимутальных поворотов ствола скважины и температуры на приеме насосов;
- уменьшились зазоры между установкой и обсадной трубой;
- уменьшилось давления и соответственно увеличилось количество свободного газа на приеме насосов;
- увеличилось количество ступеней ЭЦН и длины установок, мощности приводов и токи, потребляемые электродвигателем;
- увеличались депрессии на пласт, отборы и, как следствие, вынос механических примесей;
- увеличилось количество насосов, работающих в левой зоне, снизился их кпд.

вого. С 2006 года ежегодно разрабатывается и утверждается соответствующая программа мероприятий, на постоянной основе отслеживаются результаты.

Мероприятия программы на 2009 год делятся на блоки по осложняющим факторам и объектам применения. Например, блок «Мехпримеси» содержит позиции по снижению влияния негативных факторов, связанных с выносом мехпримесей, и предусматривает применение фильтров (ЖНШ, РИК и т.п.), монтаж погружных сепараторов мехпримесей (ПСМ), применение абразивостойкого оборудования, насосов компрессионного исполнения и пакетной сборки, и т.д.

Реализация программы начинается с анализа рынка новых технологий и оборудования. Положительно зарекомендовавшие себя технологии и оборудование включаются в программу, проводится подконтрольное испытание. Если при испытаниях получены положительные результаты, оборудование или технологии закупаются на постоянной основе. После оценки эффективности использования нового оборудования принимается решение о его дальнейшем применении.

### Эффективность мероприятий

Данные по эффективности применения фильтров ЖНШ в 2008 году свидетельствуют, что из 476 скважин, оборудованных этими фильтрами, 358 по различным причинам были остановлены, 118 скважин в настоящий момент находятся в работе. Средняя наработка по всем скважинам до использования фильтра составляла 131 суток, текущая наработка с

ЖНШ — 143 суток. Итоговая прогнозная средняя наработка на отказ после остановки всех 476 скважин составляет 172 суток. Прогноз итоговой наработки осуществляется на базе кривых вероятности безотказной работы, которые позволяют учитывать не только данные по остановленным скважинам с ЖНШ, но и по скважинам, находящимся в работе.

Данные свидетельствуют, что эффективность применения погружных сепараторов мехпримесей, капсулированного ингибитора солеотложения, вентиляльных двигателей и систем ТМС была достаточно высокой.

Использование телеметрии (ТМС) интересно не только с точки зрения защиты УЭЦН, но и как источник информации о термобарических условиях эксплуатации погружного оборудования. Так, данные по изменению температуры ПЭД при выводе скважины на режим позволяют лучше понять тепловой режим работы системы «ПЭД–скважина» и выработать рекомендации для режима пуска и остановки скважины при выводе на режим (ВНР).

Для обобщения данных по температуре ПЭД необходимо было подготовить теоретическую базу. С этой целью на основе уравнения теплопроводности с помощью численных методов и конечно-разностных схем была построена компьютерная тепловая модель работы ПЭД на нестационарных режимах. В основу модели положено нестационарное уравнение теплопроводности для изотропных тел с постоянными теплофизическими свойствами в цилиндрической системе координат.

В отличие от стационарного режима работы, когда все тепло, выделяемое ПЭД, передается омываемому его потоку, при нестационарном режиме необходимо учитывать нагрев эксплуатационной колонны, цементного камня и окружающей породы.

Тепловая модель системы «ПЭД–скважина» позволяет динамически рассчитывать при запуске скважины в работу распределение температуры в двигателе, межтрубном пространстве и эксплуатационной колонне.

Следует заметить, что смоделированная расчетная температура ПЭД достаточно хорошо моделирует фактическую температуру ПЭД при ВНР: остановка на охлаждение ПЭД через 1 час после запуска приводит к нагреву ПЭД свыше 140°C. В данном случае необходимо рекомендовать сокращение времени работы УЭЦН до остановки на охлаждение, так как данный тепловой режим ВНР не многим отличается от смоделированного теплового режима работы ПЭД в данной скважине без остановки на охлаждение.

На наш взгляд, необходимо рекомендовать более широкое использование информации систем ТМС не только в качестве данных по гидродинамическим исследованиям скважин, но и для оптимизации процессов механизированной добычи нефти.

### Результат программы

Реализация программы мероприятий увеличения средней наработки на отказ УЭЦН в 2006–2008 годах позволила переломить тенденцию снижения надежности работы оборудования и увеличить текущую ННО фонда УЭЦН на 12% — с 314 до 351 суток (см. «Динамика средней наработки на отказ»).

Экономическая эффективность программы 2008 года оценивается в 200 млн рублей. При этом затраты на реализацию программы составили 200 млн рублей, средняя наработка на отказ увеличилась на 20 суток, что позволило снизить затраты на добычу нефти на 300 млн рублей и уменьшить потери добычи нефти в денежном выражении на 100 млн рублей. 

### Структура фонда скважин с УЭЦН



**Тяжпромарматура**  
www.aztpa.ru

КАЧЕСТВО  
БЕЗОПАСНОСТЬ  
ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

до DN 1400 мм  
для нефтегазовой отрасли  
и атомных электростанций

Эксклюзивный поставщик продукции

**НЕФТЕГАЗОВЫЕ СИСТЕМЫ**  
КОМПЛЕКСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

тел./факс: +7 (495) 411-7757  
www.oilgassystems.com  
office@ogscmp.ru