



# Анализ эффективности применения мультифазного осевого насоса

## ANALYSIS OF MULTIPHASE AXIAL PUMP APPLICATION EFFICIENCY

A. KAPLAN, Gazpromneft – Noyabrskneftegaz, OJSC, A.DOLGIKH, Novomet-Perm, CJSC

The article describes the experience of the multiphase axial pumps application for the wells stock complicated with undissolved gas. It reviews benefits and restrictions of two most widely used devices for control of the associated gas negative effect: a gas separator and a multiphase pump.

Key words: ESP, gas liquid mixture, dispersion

Одним из основных осложняющих факторов при скважинной добыче нефти погружными центробежными насосами является наличие в перекачиваемом флюиде нерастворенного газа.

На сегодняшний день наиболее распространенным устройством для работы с газом является газосепаратор, который отделяет нерастворенный газ от перекачиваемой жидкости и сбрасывает его в затрубье.

Альтернативным устройством для работы с газом вот уже на протяжении нескольких лет является мультифазный осевой насос. В данной статье сделана попытка систематизировать и проанализировать опыт массовой эксплуатации данного оборудования на фонде компании ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

### ДОСТОИНСТВА И ОГРАНИЧЕНИЯ ГАЗОСЕПАРАТОРА И МУЛЬТИФАЗНОГО ОСЕВОГО НАСОСА (МФОН)

Главными достоинствами газосепаратора являются его компактные размеры и хорошая эффективность работы. Од-

нако в конструкции и принципе действия данного устройства заложены и его основные недостатки:

- склонность к перерезанию защитной гильзы и корпуса (для конструкций с кавитирующим колесом);

- вместе с отсепарированным газом в затрубное пространство выбрасывается и потенциальная полезная работа, которую этот газ мог совершить в НКТ;

- низкая абразивная устойчивость при снижении объемного газосодержания в перекачиваемой жидкости ниже 10 – 15%.

Кроме того, есть ряд условий, при которых применение газосепаратора затруднено либо ограничено:

- горизонтальные участки скважин;
- боковые стволы с существенным отклонением от вертикали в зоне подвески;
- подпакерные компоновки.

В данных условиях возможно образование газовой пробки, так и пересыпание оборудование с невозможностью последующего извлечения.

Мультифазный осевой насос лишен вышеуказанных недостатков:

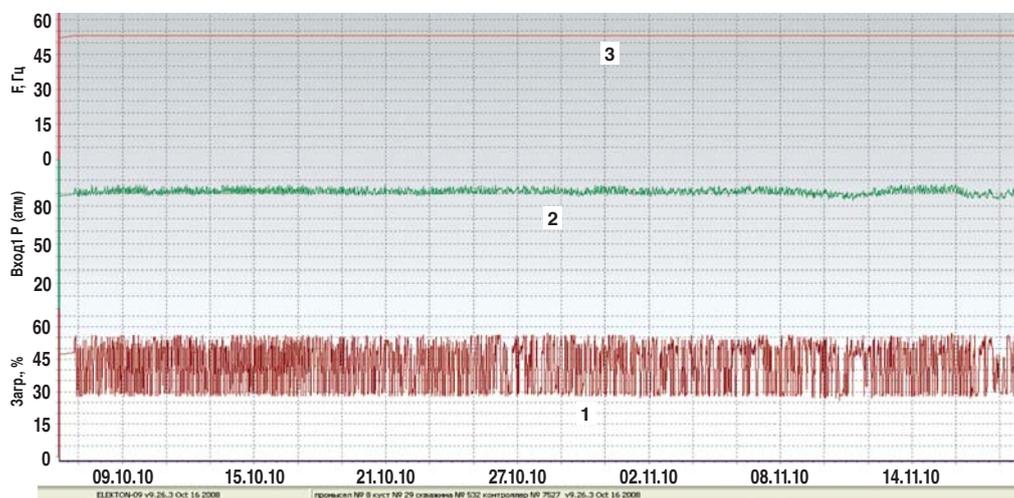


Рис. 1. Работа установки без МФОН (скв. №532 Вынгапуровского месторождения): 1 – нагрузка ПЭД, 2 – давление на забое, 3 – частота вращения



**А.Л. КАПЛАН,**  
главный инженер – первый заместитель генерального директора  
ОАО «Газпромнефть-НГГ»



**А.В. ДОЛГИХ,**  
ведущий инженер-исследователь  
Dolgih@novomet.ru  
ЗАО «Новомет-Пермь»

*В статье освещен опыт внедрения мультифазных осевых насосов на фонде скважин, осложненном нерастворенным газом. Рассмотрены достоинства и ограничения двух наиболее распространенных устройств для борьбы с негативным влиянием свободного газа: газосепаратора и мультифазного насоса.*

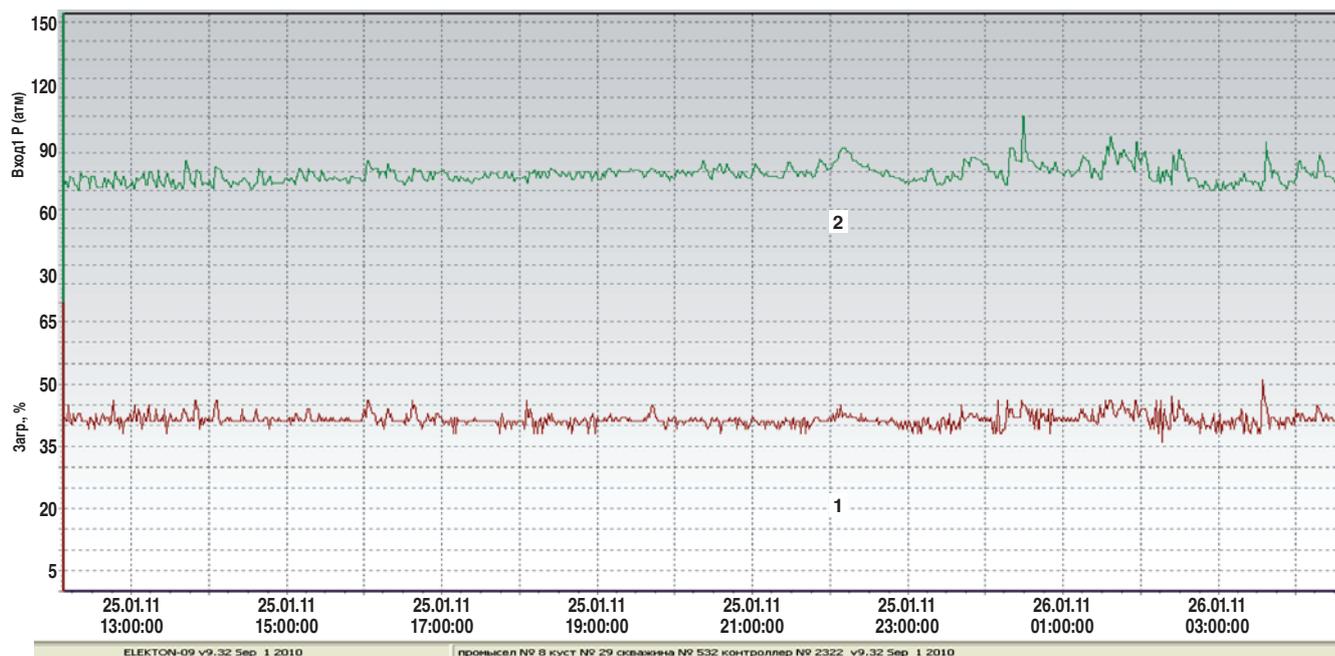


Рис. 2. Работа установки с МФОН (скв. №532 Вынгапуровского месторождения):  
1 – нагрузка ПЭД, 2 – давление на забое

- конструкция мультифазного насоса обеспечивает его работоспособность при высоких показателях КВЧ;
- т. к. весь нерастворенный газ прокачивается через основной насос, то в последующем в НКТ он совершает полезную работу, снижая энергозатраты на подъем жидкости (по расчетам снижение может достигать 30%);
- в отличие от газосепаратора концентрация нерастворенного газа не влияет на надежность работы МФОН при перекачке абразивосодержащих смесей: он одинаково высоконадежен во всем диапазоне газосодержаний;
- в связи с тем, что он ничего не выбрасывает в затрубное пространство, МФОН может работать при любом угле отклонения от вертикали, вплоть до горизонтального размещения.

Малоизвестным является и тот факт, что газосепаратор, выбрасывая в затрубье нерастворенный газ, снижает концентрацию в перекачиваемой жидкости углекислого газа, что ведет к образованию благоприятных условий для выпадения карбонатных солей в работающем оборудовании и, соответственно, к снижению его надежности и времени безотказной работы.

Кроме исключения сложностей, возникающих при работе с газосепаратором, МФОН имеет и дополнительное преимущество – выравнивание токовой диаграммы ПЭД, что ведет к увеличению срока его безотказной работы, т. к. снижает динамические нагрузки на электрическую часть установки.

В качестве иллюстрации можно рассмотреть работу скважины №532 Вынгапуровского месторождения (рис. 1 и 2).

#### АНАЛИЗ РАБОТЫ МФОН В ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСК-НЕФТЕГАЗ»

Внедрение МФОН на фонде компании началось в 2007 г. с проведения ОПИ первых трех установок, смонтированных с МФОН5А-500.

Всего за период с 2008 г. по январь 2011 г. было спущено 69 установок с МФОН (из них 34 – ремонтные) и 43 установки со связкой ГС+МФОН (20 ремонтных).

На рис. 3 показана динамика добывающего фонда, оборудованного МФОН.

Основными предпосылками для оборудования скважин новыми установками явились:

- высокий газовый фактор пластов региона;
- часто ремонтируемый фонд скважин с причинами отказов по влиянию газа;
- невозможность использования сепараторов (системы «пакер+ЭЦН», в комплекте с ЖНШ);
- отрицательное влияние газа на работу насоса (ЗСП, значительная газовая интерференция);
- скважины после проведения ГТМ и механизация фонтанов.

За счет применения МФОН на осложненном фонде за прошедший период удалось на 95% сократить количество отказов по влиянию газа (рис. 4) и на 80% увеличить ННО (со 173 до 318 суток).

Из общего числа в 112 установок, внедренных с 2007 г. по январь 2011 г., в 14 случаях, что составляет 12,5% от общей выборки, УЭЦН работали в периодике или наблюдался прорыв газа по затрубью и фонтанирование скважины.

По 50 установкам (45%) на данный момент либо наработка еще не достигла предыдущей, либо преждевременный отказ не был напрямую связан с влиянием газа.

По 48 установкам (43%) можно сделать однозначный вывод о положительном влиянии МФОН на продолжительность и устойчивость работы погружного оборудования (увеличение МРП и снижение ВСП).

Далее рассмотрим подробнее эти данные в разрезе отдельных месторождений.

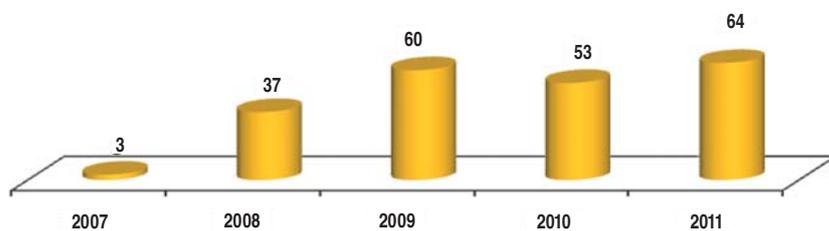


Рис. 3. Добывающий фонд, оборудованный МФОН

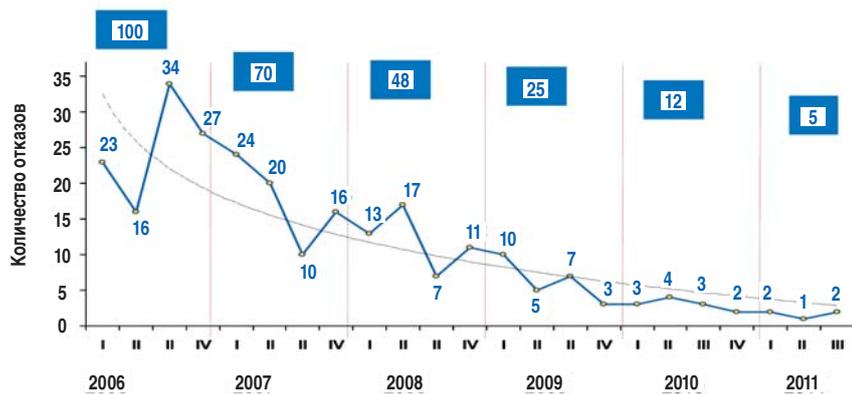


Рис. 4. Динамика отказов по влиянию газа

Установки, оборудованные МФОН, применялись на 4-х месторождениях:

- Вынгапуровское (84 установки, 75%)
- Новогоднее (19 установок, 17%)
- Холмистое (6 установок, 5%)
- Ярайнерское (3 установки, 3%)

#### ВЫНГАПУРОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Данное месторождение характеризуется наибольшей вариативностью параметров пластов, что обусловлено наибольшим их охватом за счет внедренного количества установок.

Рассматривая фонд скважин, оборудованных установками с МФОН, можно увидеть, что газовый фактор варьируется от 150 до 400 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при среднем значении в 210 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; отношение пластового давления к давлению насыщения – от 0,38 до 2,3 при среднем 1,22 (при этом в 17 скважинах, где это отношение меньше 1, газ выделяется еще в пласте), а отношение давления на приеме к давлению насыщения – от 0,1 до 0,97 при среднем 0,4. Показатель КВЧ изменяется в диапазоне от 4 до 660 мг/л при среднем значении 220 мг/л.

Анализируя работу оборудования на данном фонде, мы видим, что увеличение наработки наблюдается по 31 скважине (37%), не наблюдается на 10 скважинах (12%) и по остальным 43 (51%) на текущий момент нельзя определиться.

#### НОВОГОДНЕЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

На данном месторождении газовый фактор варьируется от 250 до 540 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при среднем значении в 300 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; отношение пластового давления к давлению насыщения – от 0,56 до 1,28 при среднем 0,98 (в 9 скважинах газ присутствует в пластовых условиях), а отношение давления на приеме к давлению насыщения – от 0,37 до 0,46 при среднем 0,42. Показатель КВЧ изменяется в диапазоне от 50 до 460 мг/л при среднем значении 180 мг/л.

Анализируя работу оборудования на данном фонде, мы видим, что увеличение наработки наблюдается по 11 скважинам (58%), не наблюдается на 2 скважинах (10%) и по остальным 6 (32%) на текущий момент нельзя определиться.

Сравнивая полученные цифры с аналогичными по Вынгапуровскому месторождению, мы видим существенное повышение доли скважин с положительным эффектом от внедрения, что обусловлено более ранним началом внедрения оборудования на Вынгапуровском месторождении. При внедрении на Новогоднем место-

рождении были учтены начальные ошибки и применен наработанный опыт по подбору и выводу на режим.

#### ХОЛМИСТОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

На данном месторождении газовый фактор по всем 6 скважинам составляет 149,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, отношение пластового давления к давлению насыщения варьируется – от 1,81 до 2,38 при среднем 2,14, а отношение давления на приеме к давлению насыщения – от 0,37 до 1,2 при среднем 0,8. Показатель КВЧ изменяется в диапазоне от 15 до 210 мг/л при среднем значении 100 мг/л.

Анализируя работу оборудования на данном фонде, мы видим, что увеличение наработки наблюдается по 5 скважинам (83%) и не наблюдается на 1 скважине (17%). При этом нужно уточнить, что на всех 6 скважинах применялась связка МФОН+ГС взамен ранее стоявшего одного газосепаратора.

#### ЯРАЙНЕРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

На данном месторождении позже всех началось внедрение мультифазного оборудования – ноябрь 2009 г. – и к моменту подготовки отчета было смонтировано и запущено всего 3 установки: 1 с МФОН и 2 с МФОН+ГС. Из них на январь 2011 г. одна продолжает работать с наработкой более 270 суток, две остальные по разным причинам отказали с МРП 293 и 217 суток.

На данном месторождении газовый фактор варьируется от 90 до 390 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при среднем значении в 240 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; отношение пластового давления к давлению насыщения варьируется – от 1,16 до 1,39, а отношение давления на приеме к давлению насыщения – от 0,54 до 1,1. Показатель КВЧ изменяется в диапазоне от 160 до 190 мг/л при среднем значении 180 мг/л.

#### Выводы

Всего за период с 2007 по 2011 гг. в компании ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» было смонтировано 112 новых и ремонтных установок с применением МФОН. Однозначно увеличение наработки получено в 43% случаев и в 12,5% не получено. Однако на более поздних стадиях внедрения, с накоплением опыта подбора и вывода оборудования на режим эффективность применения повысилась до 58% (Новогоднее месторождение) и 83% (Холмистое месторождение).

За счет внедрения установок с МФОН удалось на 95% сократить количество отказов по влиянию газа. Средняя наработка на отказ по фонду, осложненному газовыми проявлениями, после комплектации инновационным оборудованием повысилась со 173 до 318 суток. Кроме того, снижение ВСП составило 480 тонн, а дополнительная добыча нефти – 102 т/сут.

Таким образом, при тесном взаимодействии заказчика с заводом-изготовителем можно существенно повысить МРП оборудования, работающего на фонде, осложненном высоким газовым фактором. ■

**Ключевые слова:** ЭЦН, газожидкостная смесь, диспергация