



Повышение эффективности эксплуатации УЭЦН путем применения мультифазных насосов



М.П. ПЕЩЕРЕНКО,
к.ф.-м.н., ведущий математик
инженерно-технического центра
департамента инновационных
разработок

PeshcherenkoM@novomet.ru

О.М. ПЕРЕЛЬМАН,
генеральный директор
post@novomet.ru

А.И. РАБИНОВИЧ,
советник генерального директора
по новой технике
ЗАО «Новомет-Пермь»

А.Л. КАПЛАН,
первый заместитель генерального
директора, технический директор
ОАО «Арктикгаз»
(ОАО «Газпром нефть»,
ОАО «Новатэк»), г.Москва.



В статье предложены принципы проектирования мультифазных осевых насосов, на основе которых разработан модельный ряд этих устройств в 2А, 3, 5, 5А, 7А габаритах. Приведены результаты их стендовых испытаний, изучено изменение их характеристик при работе на жидкости, содержащей нерастворенный газ, в зависимости от частоты вращения вала, количества ступеней в насосе, концентрации газа. Исследована абразивная стойкость мультифазных насосов. Проанализированы результаты опытно-промышленной эксплуатации мультифазных насосов на фоне скважин ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

INCREASE OF ESP EFFICIENCY. MULTIPHASE PUMPS APPLICATION

M. PESHCHERENKO, O. PERELMAN, A. RABINOVICH JSC Novomet-Perm, Perm,
A. KAPLAN JSC Gaspromneft, Moscow

This technical paper describes general principles of a multiphase pump designing. Multiphase pumps of 272, 319, 362, 406 and 535 series are available. During bench tests its performance was examined in fluid with undissolved gas depending on shaft rotation speed, number of pump stages and gas concentration. Abrasion resistance of multiphase pumps was checked as well. Results of multiphase pumps trial operation in JSC Gaspromneft-Noyabrskneftegas are presented in this paper.

Keywords: electrical centrifugal pump, multi-phase pumps, efficiency, undissolved gas

Одним из способов интенсификации добычи нефти является увеличение депрессии на пласт за счет снижения динамического уровня в скважине, а значит, и снижения давления на приеме насоса. Если давление опускается ниже давления насыщения, из нефти выделяется газ, и на вход насоса поступает газожидкостная смесь (ГЖС), что существенно ухудшает характеристики электроцентробежного насоса (ЭЦН). Кроме того, негативным воздействием газа подвергаются и другие компоненты установки. Действительно, при разборах УЭЦН, отказавших по причине влияния газа, обнаруживаются проблемы в двигателе – перегрев пакетов ротора, пробой обмотки статора; в кабельной линии – пробой, деформация и старение изоляции из-за перегрева; в насосе – износ текстолитовых шайб (сухое трение). Эти проблемы могут быть решены только за счет модернизации оборудования (использования термостойких двигателей и кабельных удлинителей, специальных насосных ступеней, способных прокачивать газожидкостные смеси) или применения предвключенных устройств.

Известны предвключенные устройства, реализующие три основных способа уменьшения влияния газа на ЭЦН [1 – 3]:

1. Сепарация ГЖС в центробежных газосепараторах позволяет удалить часть газа из добываемой жидкости, что всегда улучшает работу ЭЦН на ГЖС. Однако такой

способ имеет ряд ограничений. Если скважинная жидкость содержит абразивные частицы, то существует потенциальный риск расчленения установки по корпусу газосепаратора. Поскольку частицы имеют большую плотность, чем перекачиваемая жидкость, то они прижимаются центробежными силами к внутренней поверхности корпуса газосепаратора, вызывая его гидроабразивный износ, вплоть до образования сквозных отверстий и «перерезания». Также имеются ограничения по применению газосепараторов в скважинах с осложненными условиями добычи по солеотложениям, поскольку отделение углекислого газа от скважинной жидкости увеличивает вероятность выпадения карбонатов. Кроме того, газосепараторы нельзя применять в скважинах с пакером, перекрывающим выход газа на устье скважины, а также в боковых стволах с углом отклонения от вертикали более 60° из-за накопления механических примесей, сбрасываемых из выкидных отверстий газосепаратора (при таких значениях угла наклона частицы не сползают по стенкам обсадной колонны, а остаются в зоне выброса, что приводит к затруднениям при извлечении/установке УЭЦН).

2. Диспергация и гомогенизация ГЖС [4 – 6] с помощью предвключенных диспергаторов улучшает работу ЭЦН, однако диспергация не эффективна, когда добываемая жидкость не содержит достаточного



Рис. 1. Типичный вид рабочего колеса (а) и направляющего аппарата (б) осевой мультифазной ступени

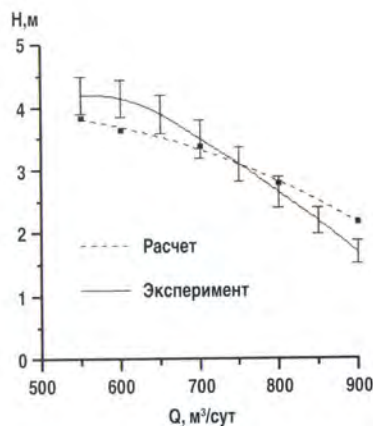


Рис. 2. Сравнение результатов расчета и экспериментальных данных для осевой ступени 5А габарита

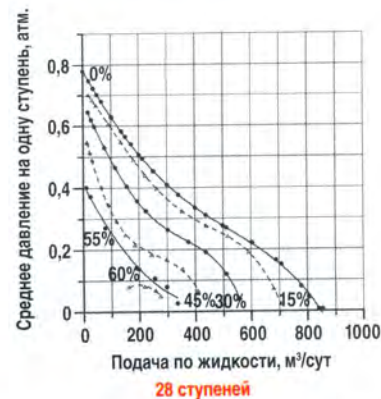
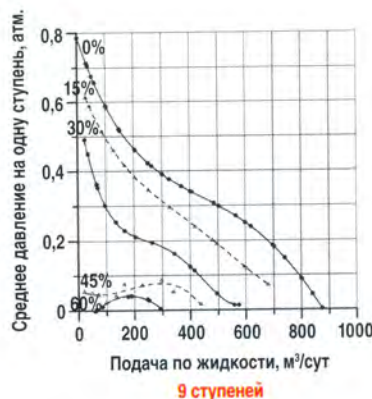


Рис. 3. Типичный пример влияния числа ступеней на среднее давление, создаваемое одной ступенью насоса 5А габарита (2910 об/мин)

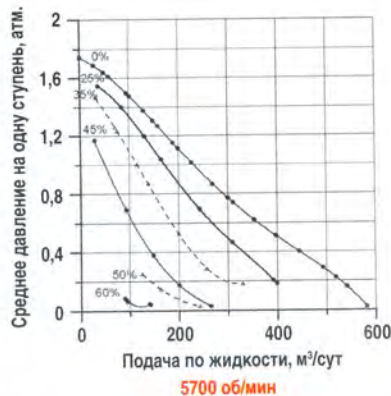
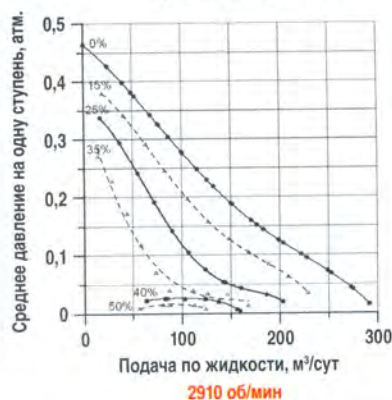


Рис. 4. Влияние частоты вращения на среднее давление, создаваемое одной ступенью насоса 3 габарита (15 ступеней)



Рис. 5. Распределение износов рабочих колес и гильзы по длине осевого насоса 3 габарита, 15 ступеней (5700 об/мин, 4 час, 100 м³/сут)

количества поверхностно-активных веществ (пенистость жидкости низка).

3. Последний способ состоит в применении мультифазных насосов (МФН), которые и гомогенизируют, и частично сжимают ГЖС [7 – 10]. В настоящее время МФН являются единственным предвключенным устройством для скважин, в которых по какой-либо из перечисленных выше причин нельзя применять газосепараторы.

МФН применяются сравнительно недавно. Особенности их конструкции, механизм работы, результаты эксплуатации систематически и последовательно практически не обсуждались. Целью данной статьи стала ликвидация этого пробела.

КОНСТРУКЦИЯ И ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МФН

Известно, что при работе лопастных насосов различных конструкций на ГЖС предельная концентрация газа ($\beta_{\max}$) на входе, при которой насос работает устойчиво без скачков давления и мощности, существенно различается для ступеней разных конструкций [2].

Из приведенных в табл. 1 данных видно, что наиболее устойчивыми при работе на ГЖС являются ступени осе-

вого типа, именно они и были выбраны в качестве рабочих ступеней МФН.

Осевая ступень МФН состояла из рабочего колеса (рис. 1а) и направляющего аппарата (рис. 1б). Проектирование вели в рамках полученных патентов [9, 10] и общих принципов проектирования осевых ступеней [8]. Методика проектирования включала следующие этапы:

- разработка параметрической 3D-модели ступени;
- проведение серии сравнительных расчетов методами вычислительной гидродинамики;
- изготовление и стендовые испытания опытных образцов.

Для задания геометрической модели ступени требуется как минимум 7 параметров: диаметр рабочего колеса, диаметр втулки рабочего колеса, углы конической поверхности втулок рабочего колеса и направляющего аппарата, углы установки хорды скелетной линии лопасти рабочего колеса и направляющего аппарата, ширина направляющего аппарата. Однако при варьировании 7 параметров хотя бы на 3 уровнях получается 3^7 , т.е. примерно 2200 вариантов, что практически не позволяет установить перебором оптимальную конструкцию. Поэтому ограничивались нахождением рациональной конструкции, лучшей по напору, КПД и форме напорной кривой (известно, что даже небольшие завалы напорно-расходной характеристики приводят к существенно нестабильной работе ступени при наличии газа в рабочей жидкости, следовательно, характеристика ступени должна быть монотонно-падающей).

Основное требование, предъявляемое к конструкции МФН, состояло в том, чтобы в рабочем диапазоне подачи основного насоса МФН создавал положительный напор при максимальном газосодержании. На рис. 2 показан

Табл. 1. Экспертная оценка предельной концентрации газа ($\beta_{\max}$) для различных типов насосных ступеней при входном давлении 30 атм. и нулевой обводненности скважинной жидкости [2]

Тип насосной ступени	$\beta_{\max}$ % об.
Центробежная	25
Диагональная	35
Центробежно-вихревая	35
Центробежно-осевая	40
Осевая (шнековая)	75

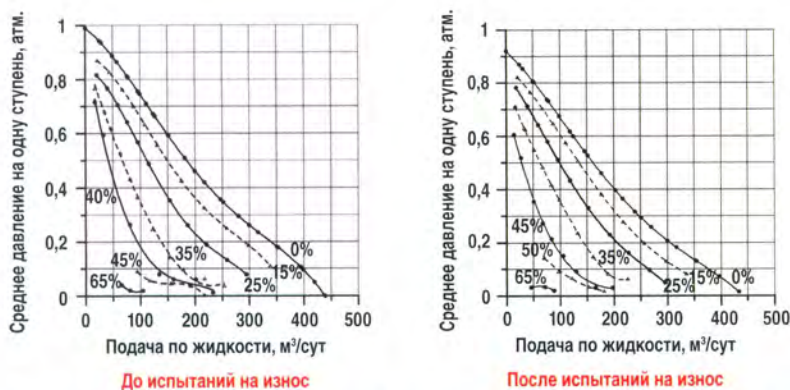


Рис. 6. Изменение напорно-расходной характеристики МФН 3 габарита в ходе износных испытаний, 15 ступеней (условия испытаний: частота 4280 об/мин, время испытания 4 час, подача жидкости с абразивом 100 м³/сут)

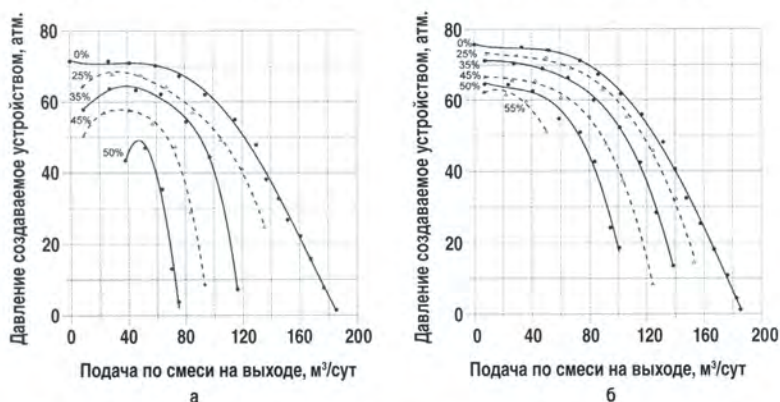


Рис. 7. Напорно-расходные характеристики а) ВNH5-79 (107 ступеней), б) МФН (8 ступеней) + ВNH5-79 (107 ступеней) на ГЖС с различным содержанием газа при частоте вращения вала 2910 об/мин



Рис. 8. Рабочее колесо с диспергирующими отверстиями

Табл. 2. Основные характеристики разработанных осевых насосов

Габарит	Число ступеней	$\beta_{\max}$, %	n , об/мин.	Максимальная подача по смеси при $\beta_{\max}$, м³/сут.
2A	9	35	2910	215
		40	5820	
3	15	35	2910	280
		45	5700	
5	22	45	2910	450
		45	4000	
5A	13	45	2910	730
		45	4080	
7A	9	40	2910	не менее 2000

типичный пример сопоставления результатов расчета зависимости напора ступени от подачи одного из вариантов конструкции и экспериментальных данных.

РЕЗУЛЬТАТЫ СТЕНДОВЫХ ИСПЫТАНИЙ

Мультифазные насосы на основе осевых ступеней были спроектированы в 2A, 3, 5, 5A и 7A габаритах. Каждый МФН выполнялся в виде отдельной секции и согласовывался по подаче с основным центробежным насосом.

Основной характеристикой МФН считали их напорно-расходную характеристику при работе на ГЖС, поскольку потребляемая энергия мала по сравнению с энергией, необходимой для работы основного насоса. Эти характеристики снимались на специализированном испытательном стенде, позволяющем отслеживать работу насосов на смесях с различным содержанием нерастворенного газа при входном давлении 3 атм., рабочая жидкость представляла собой смесь «вода + воздух + ПАВ» (0,05% дисолвана).

Данные стендовых испытаний следует рассматривать лишь как сравнительные, для оценки качества проектирования ступеней и возможности выбора лучшей конструкции, поскольку входное давление сильно влияет на рабочие характеристики [11, 12], а в скважинных условиях оно на порядок выше, чем в стендовых испытаниях.

Рабочие характеристики насосов на ГЖС зависят не только от свойств перекачиваемой среды, но и от числа ступеней насоса N и частоты вращения его вала n . Поэтому в стендовых испытаниях измеряли зависимость среднего давления, создаваемого ступенью, и вспомогательной величины – КПД от подачи жидкости при различных β , N и n на рабочие характеристики предвключенных насосов.

Было установлено, что при увеличении числа ступеней всегда наблюдается увеличение $\beta_{\max}$, типичный пример приведен на рис. 3. Из рисунка видно, в частности, что завалы напорных характеристик в левой зоне подач при увеличении количества ступеней происходят при больших значениях газосодержания в смеси. Так, в сборке из 9 ступеней наблюдается устойчивая работа насоса при 30% газа в диапазоне подач до 500 м³/сут., а в сборке из 28 ступеней насос работает устойчиво уже с 55% газа

Табл. 3. Сравнение характеристик МФН с диспергирующими отверстиями и без отверстий при 2910 об/мин

Габарит	Число ступеней	Наличие дисп. отверстий	$\beta_{\max}$, %	Максимальная подача по смеси при $\beta_{\max}$ м³/сут.
3	15	+	40	280
	15	-	35	300
5	12	+	45	800
	12	-	30	850
	22	-	45	800
5A	9	+	45	800
	9	-	30	850
	13	-	45	800
7A	9	+	50	не менее 1800
	9	-	45	не менее 2000



(напорная характеристика везде монотонно-падающая), начиная с малых подач до 350 м³/сут. Поэтому, если требуется устойчивая работа мультифазного насоса на малых подачах с большими содержаниями газа в смеси, целесообразно использовать секции с большим количеством ступеней.

При увеличении частоты вращения $\beta_{\max}$ либо возрастает, либо остается без изменения, но никогда не уменьшается (см., например, рис. 4).

Рациональной считали конструкцию МФОН с минимальным числом ступеней и достаточно высоким $\beta_{\max}$. Характеристики выбранных конструкций насосов приведены в табл. 2.

Для того чтобы понять, как изменяются характеристики мультифазного насоса в процессе эксплуатации и оценить их гарантированный ресурс, были проведены ускоренные стендовые ресурсные испытания разработанных конструкций [13] при повышенной частоте вращения вала. Рабочая жидкость содержала 10 г/л кварцевого песка двух фракций: 20 – 30 и 500 – 1000 мкм в пропорции 1:1.

Типичное распределение износа ступеней насоса после ускоренных испытаний приведено на рис. 5.

Из рис. 5 видно, что диаметральный износ лопастей больше, чем гильзы, т.к. скорость лопасти была ~20 м/с, скорость жидкости вблизи гильзы ~1 м/с. Ниже по потоку, при удалении от входа, износ лопастей уменьшается, что можно объяснить только локальным уменьшением концентрации абразива в зазоре.

Износ ступеней сопровождался изменением рабочих характеристик. Типичный пример приведен на рис. 6. Видно, что $\beta_{\max}$ увеличилась с 40% до 45% (улучшилась диспергация ГЖС), создаваемое давление уменьшилось на ~0,1 атм. (возросли перетечки), т.е. в целом износ ступеней, приведший к увеличению радиального зазора между лопастями рабочего колеса и гильзой, улучшил характеристики насосов на ГЖС.

Эффективность применения МФН в качестве предвключенного модуля прослеживается при сравнении напорно-расходных характеристик насосных секций, испытанных без предвключенного устройства и с предвключенным МФН (рис. 7). Представленные на рис. 7 характеристики получены для секции насоса ВНН5-79, состоящей из 107 ступеней, при частоте вращения вала 2910 об/мин. Газосодержание в смеси изменялось от 0% до предельного, с которым насос продолжал устойчиво работать. Видно, что использование короткой сборки – 8-осевых ступеней в составе МФН – позволило избавиться от немоного хода напорной кривой в области малых подач, увеличить рабочий интервал подач и величину предельного содержания газа в смеси, а также величину напора, создаваемого секцией. Для того чтобы усилить диспергацию в МФН, в его конструкцию были добавлены диспергирующие отверстия (рис. 8), выполненные вдоль входных кромок лопастей рабочего колеса [10]. На рис. 9 и в табл. 3 приведены примеры влияния отверстий на работу ступеней МФН, демонстрирующие преимущество предложенного решения – предельная концентрация газа, по сравнению с аналогичными насосами без отверстий, возросла на 5 – 15%.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ

Промысловое применение предвключенных МФН на фонде ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» началось в 2007 г., после успешного завершения ОПИ [14]. Всего с 2007 по январь 2011 г. было спущено 69 установок с МФОН. На рис. 10 показана динамика добывающего фонда, оборудованного МФОН.

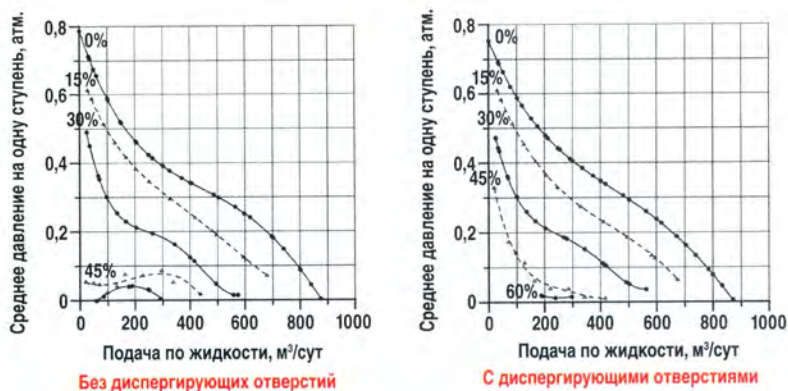


Рис. 9. Типичный пример влияния диспергирующих отверстий на рабочие характеристики мультифазного насоса 5А габарита, состоящего из 9 ступеней ($\beta_{\max}$ увеличилось с 30% до 45%, напор практически не изменился)

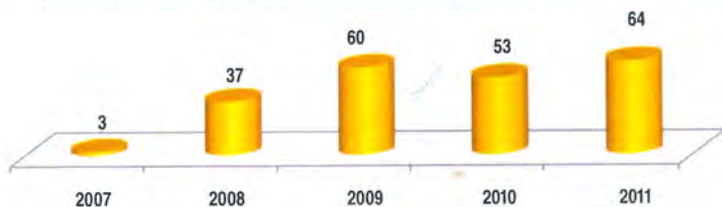


Рис. 10. Добывающий фонд, оборудованный МФОН



Рис. 11. Динамика отказов по влиянию газа

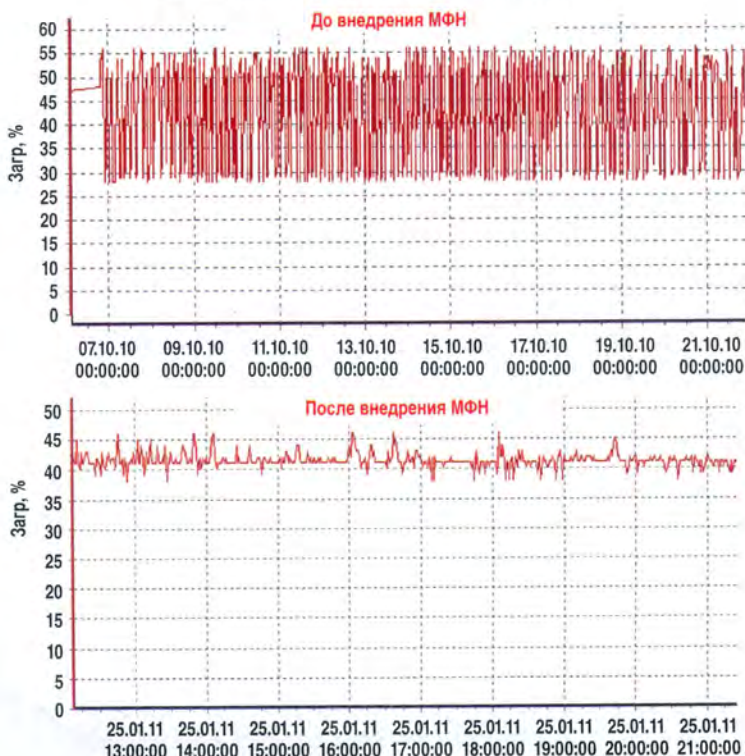


Рис. 12. Динамика загрузки ПЭД (Вынгапуровское месторождение, газовый фактор 300 м³/т)

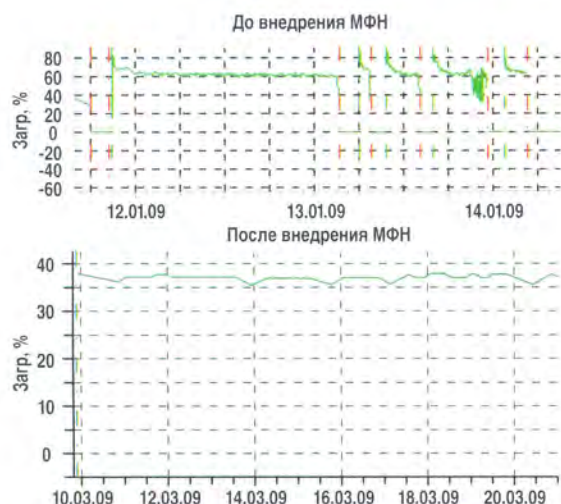


Рис. 13. Динамика загрузки ПЭД (Новогоднее месторождение, скважина №6510, куст 72, средний газовый фактор 1100 м³/т)

Табл. 4. Вынгапуровское месторождение, скважина №532, куст 29, газовый фактор 300 м³/т. Снижение ЗСП, снижение потерь добычи, снижение Рзаб.

До внедрения МФН	После внедрения МФН
Насос: ВНН5-59-2250	Насос: ВНН5-59-2200
Количество ЗСП: 23	Количество ЗСП: 0
Потери: 22 т	Потери: 0 т
Рзаб: 90 атм.	Рзаб: 70 атм.

Табл. 5. Новогоднее месторождение, скважина №6510, куст 72, средний газовый фактор 1100 м³/т. Снижение ЗСП, снижение потерь добычи

До внедрения МФН	После внедрения МФН
Насос: ВНН5А-124-2250	Насос: ВНН5А-124-2350
Количество ЗСП: 16	Количество ЗСП: 0
Потери: 9 т	Потери: 0 т

Основными причинами для оснащения скважин новыми установками были:

- отрицательное влияние газа на работу насоса (ЗСП, значительная газовая интерференция);
- высокий газовый фактор пластов региона;
- невозможность использования газосепараторов (подпакерные компоновки).

За счет применения предвключенных осевых насосов на осложненном фонде за указанный период удалось на 95% сократить количество отказов по влиянию газа (рис. 11) и на 84% увеличить ННО с 173 до 318 суток.

На 10.11.2011 по 55 скважинам были получены следующие результаты:

- увеличение наработки на отказ – в 25 скважинах;
- дополнительная добыча нефти – 102 т/сут;
- стабилизация работы оборудования (прямые замеры, данные флэш-карт) – 28 скважин;
- эффект не прослеживается – 7 скважин.

Ниже описаны характерные примеры применения предвключенных осевых насосов.

Из рис. 12 и табл. 4 видно, что с внедрением МФН на скважине №532, куст 29 Вынгапуровского месторождения (средний газовый фактор 300 м³/т) произошла стабилизация загрузки ПЭД (отношение произведения текущих тока и cosφ к произведению их номинальных значений), а значит, работа УЭЦН в целом стала более устойчивой, что привело к снижению количества ЗСП и снижению потерь добычи при более низком значении забойного давления.

Рис. 13 и табл. 5 также наглядно демонстрируют результат внедрения МФН на Новогоднем месторожде-

нии, скважина №6510, куст 72: предотвращение отключений по ЗСП и стабилизацию загрузки ПЭД и работы УЭЦН в целом.

В целом применение предвключенных МФН при добыче нефти на осложненном фонде скважин ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» с газовым фактором более 200 м³/т позволило сократить количество отказов по влиянию газа на 95%, увеличить ННО на 84% с 173 до 318 суток; кроме того, увеличить добычу нефти на 102 т/сут и снизить внутрисменные потери на 480 т/год.

Литература

1. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти (расчет и конструкция). М.: Недра, 1968. 272 с.
2. Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Энциклопедический справочник. Пермь: ООО «Пресс-мастер», 2007. 645 с.
3. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: учебное пособие. М.: Макс Пресс, 2008. 312 с.
4. Патент РФ № 2232301. Погружная насосная установка. Авторы: Дроздов А.Н., Агеев Ш.Р., Деньгаев А.В. и др.; заявл. 24.04.2003; опубл. 10.07.2004.
5. United States Patent № 5628616. Downhole pumping system for recovering liquids and gas / Inventor Woon Y. Lee. – Int. cl. F04D 29/22; date of filing 2.12.96; date of publication 13.05.97.
6. Патент РФ № 2309297. Рабочее колесо погружного насоса, предназначенного для подъема газовых флюидов. Автор: Линь КАО; заявл. 04.03.2003; опубл. 27.10.2007; бюлл. №30.
7. B. Hirth, R. Waygood, P. Julstrom, J. Miller, S. Ossia, C. Ollre. Case Study – Performance Evaluation of a Helico-axial Multiphase Pump in a CO2 Flood. – 2005 ESP Workshop, Houston, Texas, 2005.
8. Степанов А.И. Центробежные и осевые насосы. Теория, конструирование и применение. М.: Государственное научно-техническое издательство машиностроительной литературы, 1960. 463 с.
9. Патент РФ № 2368812С1. Погружной мультифазный насос. Авторы: Пещеренко С.Н., Пещеренко М.П., Рабинович А. И., Каплан А.Л. и др.; заявл. 03.03.2008; опубл. 27.09.2009; бюлл. №27.
10. Патент РФ № 2428588С1. Погружной мультифазный насос. Авторы: Пещеренко С.Н., Пещеренко М.П., Кобяков А.Е. и др.; заявл. 29.03.2010; опубл. 10.09.2011; бюлл. №5.
11. Turpin J.L., Lea J.F., Bearden J.L. Gas-liquid flow through centrifugal pumps – Correlation of data// 3 Int. Pump Symposium. TAMU. 1986.
12. Dunbar C.E. Determination of proper type of gas separator// Microcomputer Applications in Artificial Lift// Workshop SPE. Los Angeles Basin Section. October 15 – 17, 1989.
13. Патент РФ № 2494363. Способ гидроабразивных испытаний погружных насосов и стенд для его осуществления. Авторы: Горохов В.Ю., Островский В.Г., Пещеренко С.Н., Кожевников Ю.Д.; заявл. 30.12.2011; опубл. 27.09.2013; бюлл. №27.
14. Долгих А.В., Каплан А.Л. Анализ эффективности применения мультифазного осевого насоса // Бурение и нефть. 2011. №12. С. 43 – 45.

Ключевые слова: УЭЦН, мультифазный насос, нерастворенный газ, эффективность