



Артем МУСИНСКИЙ
Инженер-исследователь
ИТЦ ДИР Новомет – Пермь



Алексей ДЕНЬГАЕВ
Доцент кафедры РиЭНМ
РГУ нефти и газа им. Губкина, к. т. н.



Владимир ВЕРБИЦКИЙ
Доцент кафедры РиЭНМ
РГУ нефти и газа им. Губкина, к. т. н.



Сергей ПЕЩЕРЕНКО
Начальник ИТЦ ДИР
АО «Новомет-Пермь», д.ф.-м.н.



Максим ПЕРЕЛЬМАН
Генеральный директор
АО «Новомет-Пермь»

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ АБРАЗИВОСТОЙКИХ ГАЗОСЕПАРАТОРОВ

В последнее время получили широкое распространение методы интенсификации нефтедобычи путем увеличения проницаемости пластов (за счет проведения гидроразрывов и кислотных обработок), а также увеличения депрессии на пласт (за счет снижения динамического уровня жидкости в скважине), что привело к существенному росту концентрации механических примесей в добываемой жидкости [1, 2]. Практика показала [3-5], что в центробежных газосепараторах твердые частицы вызывают не только гидроабразивное разрушение внутренней поверхности корпуса, но происходит разделение газосепаратора на части и падение нижней части УЭЦН на забой скважины.

После изучения механизма гидроабразивного разрушения [6, 7], нами была разработана новая абразивостойкая конструкция газосепараторов [8].

В данной статье проанализированы промысловые данные об эксплуатации новых газосепараторов 5 и 5А габаритов на одном из месторождений Западной Сибири и результаты стендовых исследований их сепарационных свойств.

Анализ эксплуатационных данных

Серийное производство новых абразивостойких газосепараторов началось в 2011 году. В настоящее время их применение стало массовым, изготавливается и монтируется в скважины более 100 газосепараторов в месяц. За все время промышленного применения новых газосепараторов проблем с перерезанием их корпусов не возникло. Рассмотрим два типичных примера эксплуатации в условиях повышенной концентрации взвешенных частиц (КВЧ) с одного из месторождений Западной Сибири.

Табл. 1 содержит результаты эксплуатации 72 УЭЦН 5 габарита, видно, что причинами отказов были износ и засорение насосов механическими примесями и солями. Отказов газосепараторов, т.е. срывов подачи ЭЦН из-за наличия газа в добываемой жидкости, а также из-за гидроабразивных разрушений самих газосепараторов не было.

В табл. 2 приведены результаты эксплуатации 142 УЭЦН 5А габарита. Причинами отказов были износ, засорение и коррозия ступеней ЭЦН. Отказов из-за неудовлетворительной работы газосепараторов также не было. Отметим, что в анализируемой выборке заметная доля газосепараторов работала при КВЧ более 1000 мг/л, и это не привело к отказам из-за гидроабразивного разрушения.

Однако в приведенной выше выборке из эксплуатационных испытаний газовый фактор в основном был невысоким. Поэтому рассмотрим результаты других испытаний, как в стендовых, так и скважинных условиях, направленные на изучение сепарационных характеристик новых газосепараторов.

Таблица 1. Условия и результаты эксплуатации УЭЦН 5 габарита, оснащенных новыми газосепараторами

Газовый фактор, м³/т	КВЧ, мг/л	Вязкость, сПз.	Число УЭЦН	Число отказов УЭЦН	Наработка в среднем	Причины отказов
До 50	До 1900	0,5-2,5	9	7	329	Износ ступеней ЭЦН, отложение солей,
До 100	До 1000	0,5-2,5	16	14	312	Засорение ступеней ЭЦН,
Более 100	До 1800	0,5-1,5	47	29	261	Износ ступеней ЭЦН, отложение солей,

Таблица 2. Условия и результаты эксплуатации УЭЦН 5А габарита, оснащенных новыми газосепараторами

Газовый фактор, м³/т	КВЧ, мг/л	Вязкость, сПз.	Число УЭЦН	Число отказов УЭЦН	Наработка в среднем	Причины отказов
До 50	До 240	0,5-4,0	13	10	414	Износ и засорение ступеней ЭЦН
До 100	До 470	0,2- 1,5	108	36	321	Засорение и коррозия ступеней ЭЦН
Более 100	До 9600	0,2-0,5	21	17	231	Отложение солей, засорение ступеней ЭЦН

Стендовые испытания

Измеряли напор и коэффициент сепарации газосепараторов. В качестве рабочей жидкости использовали смесь воды, воздуха и ПАВ (дисолван 4411, 0,05% об.), моделирующей пластовую жидкость. Испытания проводили на стендах РГУ нефти и газа им. Губкина и АО Новомет-Пермь. Результаты испытаний представлены на рис. 1 – 4 и в табл. 3.

На рис. 1, 3 (стр. 48) представлена зависимость коэффициента сепарации k от подачи газожидкостной смеси при испытаниях в АО Новомет-Пермь. Видно, что коэффициент сепарации уменьшается при увеличении подачи со значений порядка 0,9 до 0,5-0,6 на левой границе рабочей области (которая указывается в марке газосепаратора, например для ГН5-200 это 200 м³/сут).

Также были проведены сравнительные испытания газосепаратора ГН5-200 на стендах РГУ нефти и газа им. Губкина и АО Новомет-Пермь. Полученные результаты приведены в табл. 3. Видно, что ошибка измерений коэффициента сепарации была порядка $\pm 5\%$.

На рис. 2, 4 (стр. 48, 49) приведены напорно-расходные характеристики при различной входной концентрации газа $\beta_{вх}$ и входном давлении 0,2 МПа. Видно, что газосепараторы создают напор во всем рабочем диапазоне, что исключает возможность подсоса газа внутрь насоса через выкидные отверстия газосепараторов.

При высоких концентрациях нерастворенного газа типичным является компоновка УЭЦН как газосепаратором, так и мультифазным насосом. Поэтому на стенде в РГУ нефти и газа им. Губкина были проведены испытания модельной 1,5-метровой насосной секции ВНН5-79

с предвключенным газосепаратором ГН5-200 и мультифазным насосом МФОН5-200 при давлении на входе 0,2 МПа. Полученные напорные характеристики работы насосной секции ВНН5-79 приведены на рис. 5 (стр. 49).

Эти испытания показали, что при $\beta_{вх} \leq 65\%$ напор и максимальная подача секции слабо зависят от концентрации газа. Также видно, что насос может устойчиво работать и при $\beta_{вх} = 90\%$ (например, при подаче менее 60 м³/сут напор уменьшился всего на 25-30%, чем в случае $\beta_{вх} = 0$).

Влияние гравитационной сепарации

В условиях испытаний вся газожидкостная смесь поступала на вход газосепаратора, гравитационная сепарация

Таблица 3. Результаты сравнительных испытаний ГН5-200 в РГУ и АО Новомет-Пермь

№	Q см, м³/сут	$\beta_{вх}$, %	Коэффициент сепарации РГУ	Коэффициент сепарации АО Новомет
1	50	70	0,88	0,88
2	85	70	0,82	0,83
3	165	60	0,70	0,68
4	55	60	0,86	0,88
5	160	50	0,69	0,73
6	210	50	0,59	0,55

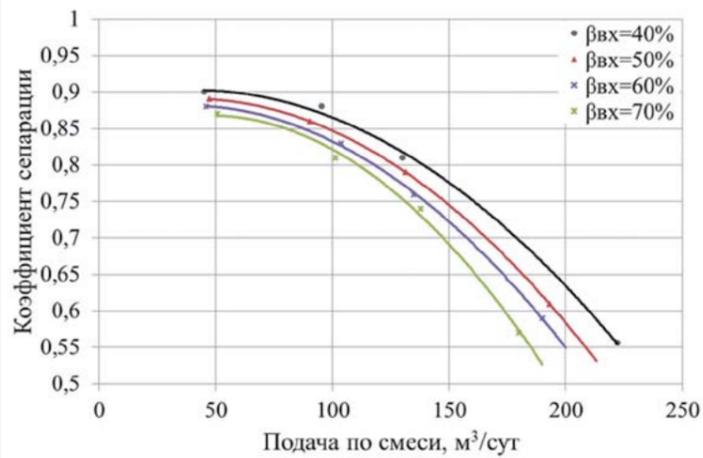


Рис. 1. Зависимость коэффициента сепарации от подачи по смеси ГН5-200

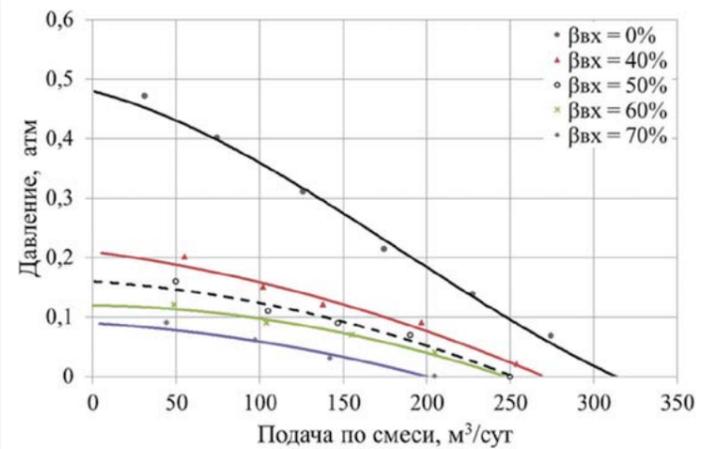


Рис. 2. Напорно-расходная характеристика ГН5-200 при различных βвх

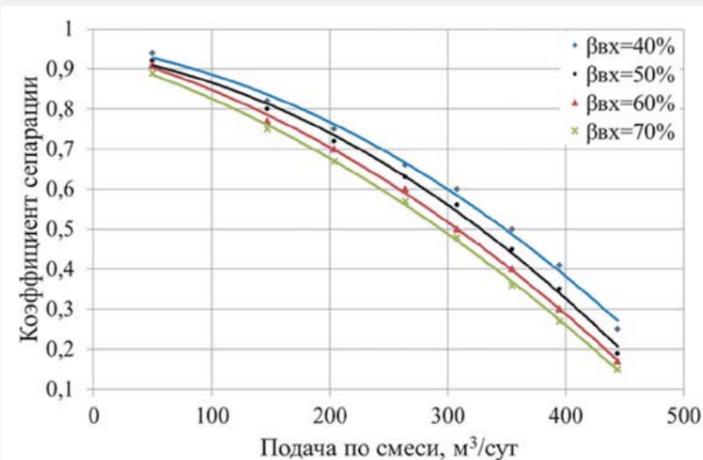


Рис. 3. Зависимость коэффициента сепарации от подачи по смеси ГН5А-350

газа на входе в газосепаратор была исключена. В скважинных условиях это не так. Оценим максимальную концентрацию газа, при которой газосепаратор еще обеспечивает устойчивую работу насоса в скважине. Будем считать, что, согласно эксплуатационным данным, напорно-расходная характеристика центробежных насосов в типичных скважинных условиях не меняется при увеличении концентрации газа на входе в насос вплоть до $\beta = 25\%$ [9,10].

Общий коэффициент сепарации газосепаратора в скважине (K) определяется двумя процессами: гравитационной сепарацией на входе в сепаратор (коэффициент сепарации k_{gr}) и сепарацией внутри газосепаратора (коэффициент сепарации k). Если обозначить поток газа в скважине q , а q_1 – поток газа на входе в газосепаратор, и q_2 – поток на выходе из газосепаратора, т.е. на входе в насос, то

$$k_{gr} = \frac{q - q_1}{q}, \quad k = \frac{q_1 - q_2}{q_1}$$

$$K = \frac{(q - q_1) + (q_1 - q_2)}{q} = \frac{q - q_2}{q} = 1 - (1 - k)(1 - k_{gr}) \quad (1)$$

Коэффициент гравитационной сепарации оценим по эмпирической зависимости [11], пренебрегая слабой зависимостью от $\beta_{вх}$:

$$k_{gr} = \left(1 + 0.52 \frac{u}{w}\right)^{-1}, \quad (2)$$

где $w \approx 0.2$ м/сек – скорость всплытия пузырьков газа. $u = \frac{Q}{S} [b + \alpha(1 - b)]$ – средняя скорость жидкости, b – обводненность, α – коэффициент сжимаемости нефти (полагали $\alpha \approx 1,15$), Q – подача по жидкости. Вычисленная согласно (2) зависимость k_{gr} от Q и b приведена на рис. 5.

Максимальная концентрация газа в скважинной жидкости $\beta_{вх}$, при которой газосепаратор еще будет обеспечивать устойчивую работу насоса, определяется из следующего условия:

$$\beta_{вх} \leq \frac{\beta}{1 - K} = \frac{\beta}{(1 - k)(1 - k_{gr})}, \quad (3)$$

Например, для ГН5-200: из рис. 1 следует, что $k \geq 0.6$, а из рис. 5 при $b = 0.1$ видно, что $k_{gr} \geq 0.2$. Тогда из (3) получим $\beta_{вх} \leq 78\%$. Для ГН5А-350: из рис. 3 следует, что $k \geq 0.55$, а из рис. 5 при $b = 0.1$ видно, что $k_{gr} \geq 0.15$. Тогда из (3) получим $\beta_{вх} \leq 75\%$.

УЭЦН, укомплектованная двумя 3-х метровыми секциями ВНН5-79, газосепаратором ГН5-200 и МФОН5-200, была смонтирована в скважине. Условия ее работы приведены в табл. 4, откуда, в частности, видно, что $\beta_{вх} = 97\%$. Коэффициент гравитационной сепарации, вычисленный согласно (2), оказался равным 68%, т.е. на вход в УЭЦН поступала газожидкостная смесь, содержащая примерно 70% газа. В этих условиях УЭЦН работала устойчиво, что согласуется с данными стендовых испытаний, приведенными на рис. 1.

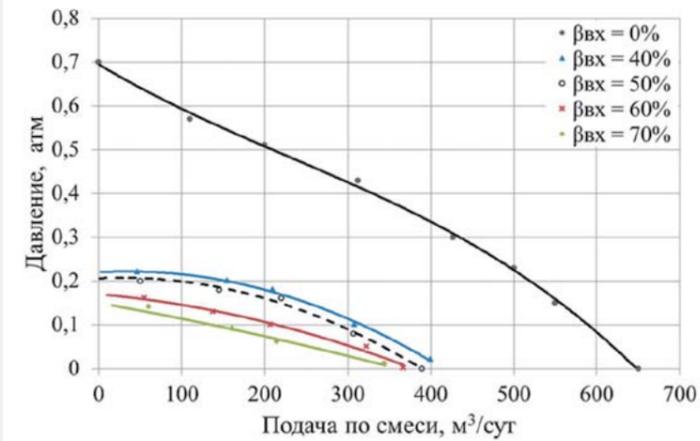


Рис. 4. Напорно-расходная характеристика ГН5А-350 при различных βвх

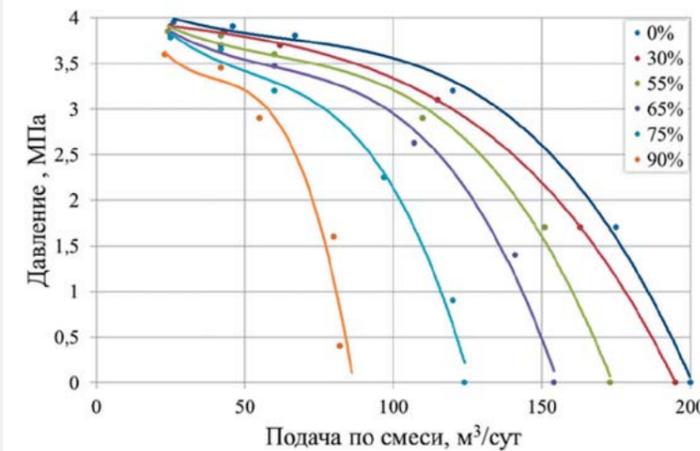


Рис. 5. Напорная характеристика насосной секции ВНН5-79 с предвключенными ГН5-200 и МФОН5-200 при различном газосодержании на входе

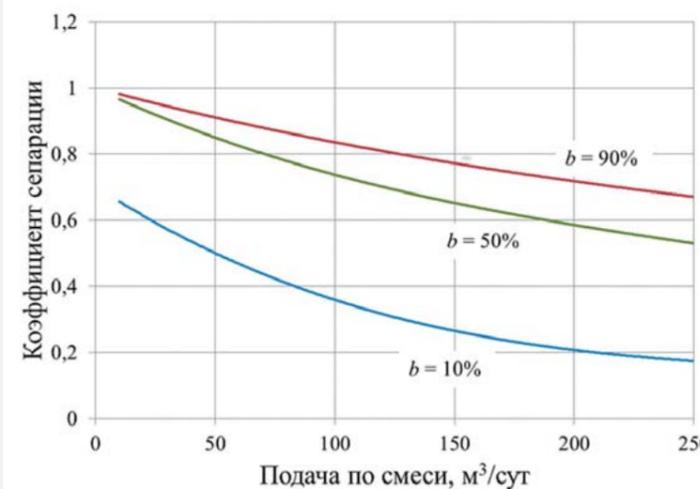


Рис. 6. Зависимость коэффициента гравитационной сепарации (k_{gr}) от подачи по жидкости и обводненности (b)

Таблица 4. Скважинные условия

$P_{вх}$, атм	Q жидкости, м³/сут.	Газовый фактор, м³/т	Обводненность, %
39	16,4	1260	40

Выводы

Проведены эксплуатационные испытания новых абразивостойких газосепараторов, которые подтвердили их гидроабразивную стойкость даже при КВЧ более 1000 мг/л.

Показано, что с учетом гравитационной сепарации на входе новые абразивостойкие газосепараторы во всей заявленной области подачи обеспечивают устойчивую работу УЭЦН при $\beta_{вх}$ до 75–78%.

Список литературы

1. Генералов И.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях Самотлорского месторождения: Дис. ... кандидата технических наук: 25.00.17 / Генералов Иван Викторович. – Уфа, 2005. – 183 с.
2. Казаков Д.П. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами после гидравлического разрыва пласта на примере Вынгауровского месторождения: Дис. ... кандидата технических наук: 25.00.17 / Казаков Дмитрий Петрович. – Уфа, 2010. – 111 с.
3. Кудрявцев И.А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей (на примере Самотлорского месторождения) // Автореферат дис. ... кандидата технических наук / Кудрявцев Игорь Анатольевич. – Тюмень, 2004. – 24 с.
4. Деньгаев А.В. Исследование причин полетов газосепараторов в составе УЭЦН / А.В. Деньгаев, А.Н. Дроздов, В.С. Вербицкий // Территория Нефтегаз, 2005. – №11. – С.50-53.
5. Деньгаев А.В. Анализ работы центробежных газосепараторов в ОАО "Юганскнефтегаз" / А.В. Деньгаев, А.Н. Дроздов, В.С. Вербицкий, Д.В. Маркелов и др. // Нефтяное хозяйство, 2006. – №2. – С. 86-89.
6. Перельман М.О., Пещеренко М.П., Пещеренко С.Н. Особенности многофазных течений в газосепараторах, определяющие их гидроабразивную стойкость // Бурение и нефть. 2013. № 5. С. 42 – 44.
7. Пещеренко С.Н., Пещеренко М.П., Перельман М.О. и др. Абразивостойкий центробежный газосепаратор // Патент РФ № 2379500. Опубл. 10.09.2009. БИ № 2.
8. Островский В.Г., Перельман М.О., Пещеренко С.Н. Механизм гидроабразивного разрушения погружных газосепараторов // Нефтяное хозяйство. 2013. № 5. С. 100 – 102.
9. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях М: МАКС Пресс, 2008. – 312 с.
10. 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.
11. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М. Нефть и газ. 2003. – 816 с.