SOCAR Proceedings

Oil and gas structures and equipment

journal home page: http://proceedings.socar.az

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗОСЕПАРАТОРА В СОСТАВЕ СКВАЖИННОЙ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

К. А. Горидько*[1, 2], В. С. Вербицкий[2], О.С. Кобзарь[2]

[1]*ООО «Газпромнефть-Хантос», Ханты-Мансийск, Россия;*

[2]*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия*

The approach to determine the gas separator efficiency as a part of an electric submersible pump unit

K. A. Goridko*[1, 2], V. S. Verbitsky[2], O. S. Kobzar[2]

[1]*Gazpromneft-Khantos LLC, Khanty-Mansiysk, Russia;*

[2]*Gubkin University, Moscow, Russia*

ABSTRACT

The current conditions of well operation with electric submersible pumps are characterized by the need for gas separation at the pump intake, and natural separation can be insufficient to provide the technological rate of well, so gas separators are used as part of the electric submersible pump unit. The literature review and the results of our research demonstrate that currently there is no unified methodology for selecting gas separators of various designs for the operating well conditions, equipped with ESP units of different series. That is, the selection of a gas separator as part of ESP unit is based on partial data on performance and design of the gas separator, which is unacceptable, and in some cases dangerous due to the possible failure mode. The paper describes a methodology to predict the efficiency of a gas separator as part of a downhole electric submersible pump unit based on the summary of a significant set of statistical information from publications, results of our own experimental and field studies.

Keywords: gas separator; gas content; electric submersible pump unit; ESP; separation efficiency; well oil production; separation coefficient.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Применение центробежных газосепараторов (ГС) в составе установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) при эксплуатации нефтяных скважин обусловлено негативным влиянием свободного газа на характеристику ЭЦН при высоком содержании газа при термобарических условиях у приема УЭЦН.

Исследования центробежных ГС проводились Ляпковым П. Д., Игревским В. И., Дроздовым А. Н., Сальмановым Р. Г., Сокоревым В. Н., Игревским Л. В., Вербицким В. С., Деньгаевым А. В., Ивановским В. Н., Николаевым Д. А., Трулевым А. В., Мусинским А. Н., J. F. Lea, J. L. Bearden, F. J. S. Alhanati, D. R. Doty, Z. Schmidt, M. G. Prado и другими учеными и инженерами.

Дроздов А. Н. в монографии [1] приводит различные типы погружных ГС к ЭЦН (гравитационные, центробежные, фильтрационные, комбинированные), их принцип действия и оценку их эффективности. Распространенными в нефтегазовой промышленности являются газосепараторы центробежного и вихревого принципов действия.

Опубликованные результаты исследований можно разделить на несколько групп: промысловые исследования работы ГС в составе УЭЦН [2-8]; стендовые испытания ГС на различных модельных газожидкостных смесях (ГЖС) [9-11], поиск эффективной конструкции ГС [12, 13] и определение оптимальных условий эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН с газовым сепаратором [14-16]; разработка эмпирических моделей расчета характеристики конкретного ГС на основе стендовых испытаний [4, 17, 18]; численное или аналитическое моделирование работы конкретной модели ГС для прогнозирования его работы в отличающихся от эксперимента условиях [19-25]. На основе проведенного анализа и обобщения литературных источников, посвященных теме исследований, собственного опыта стендовых испытаний ГС, можно сформулировать критерии повышения эффективности работы ГС в различных условиях:

- увеличение дисперсности (уменьшение диаметра газового) пузырька приводит к ухудшению сепарации газа в поле центробежных сил;
- увеличение расхода ГЖС снижает эффективность сепарации ГС;
- центробежный ГС при постоянной подаче показывает бóльшую эффективность в интервале $\beta_{вх}^{ГС}$ = 20-70%;
- асимптотический характер зависимости коэффициента сепарации $K_{ГС}$ от объемно-расходного газосодержания $\beta_{вх}^{ГС}$;

E-mail: goridkokirill@gmail.com

http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100831

- увеличение вязкости приводит к снижению эффективности ГС (по данным теоретических исследований), но экспериментальные исследования показали, что эффективность на вязких средах снижается незначительно по сравнению с испытаниями ГС на маловязких средах из-за слабой пенообразующей способности вязких систем;
- влияние давления на входе в ГС $P_{вх}$ незначительно снижает его эффективность;
- увеличение частоты вращения вала n может как улучшать, так и ухудшать сепарационную способность ГС в зависимости от конструктивного исполнения ГС, угловой скорости вращения вала и перекачиваемой среды;
- увеличение габаритных размеров ГС (преимущественно внешнего диаметра) приводит к улучшению $K_{ГС}$ при прочих равных условиях.

На сегодняшний день в нефтепромысловой практике при анализе работы скважин, оборудованных УЭЦН с ГС, обычно используется постоянное значение $K_{ГС}$, согласно паспорту производителя или значение, принятое единым в технологическом режиме, например значение 0.7 д.ед. Однако, как показывают расчеты, принятое значение может отличаться от фактических значений $K_{ГС}$. В работе [26] Ляпков П. Д. впервые предложил методику унификации оценки сепарационной эффективности центробежных газосепараторов, в частности предложил доверительный интервал: $K_{ГС}$ = 0.75 при обводненности $n_в \le 50\%$, $K_{ГС}$ = 0.85 при $n_в \ge 50\%$, основанный на результатах исследований центробежных газосепараторов на модельной газожидкостной смеси с пересчетом на реальные нефтегазовые системы с различной обводненностью. При настройке дизайна УЭЦН к скважине инженер-технолог может применить стендовые характеристики конкретной марки ГС (если они есть).

Анализ проведенных исследований центробежных ГС показывает, что коэффициент сепарации газового сепаратора $K_{ГС}$ не является постоянной величиной, а зависит от габаритных размеров и конструктивного исполнения ГС, свойств ГЖС: в основном от дисперсности и газосодержания, а также от подачи ГС по жидкости и частоты вращения вала ГС. Таким образом, применение постоянного значения $K_{ГС}$ может приводит к ошибкам при планировании геолого-технологических мероприятий в скважинах. В свою очередь, при решении оптимизационных задач, поиске потенциала добычи на всем фонде скважин, затруднительно применять стендовые характеристики ГС в каждой скважине. Таким образом, актуальным является направление исследований в области разработки универсальной методики расчета характеристики «среднего» ГС в зависимости от свойств ГЖС и технологических параметров работы скважины. Характеристикой «среднего» ГС будем называть обобщенную (осредненную) характеристику на основе данных экспериментальных исследований. Таким образом, настоящая работа посвящена разработке методики расчета «среднего» газосепаратора.

Влияние свойств газожидкостной смеси на эффективность сепарации газа

Эффективность работы ГС не является постоянной величиной, а зависит от свойств перекачиваемой ГЖС, конструкции ГС и технологических параметров работы. В связи с этим нами была поставлена задача по обобщению результатов стендовых испытаний ГС. На кафедре разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина с 1980-х годов проводятся работы по исследованию характеристик центробежных ГС. Результаты проведённых исследований[1], а также данные из открытых литературных источников [10, 12-14, 16, 17, 27-29] собраны в единую базу данных. В полученной таблице отражены такие параметры, как дата исследований, модель сепаратора, производитель, габарит, тип ГЖС, подача по жидкости $Q_ж$, коэффициент сепарации K_C, частота вращения f, объемно-расходное газосодержание $\beta_{вх}$ на входе в ГС, остаточное объемно-расходное газосодержание $\beta_{ост}$ смеси на выходе из ГС, давление на входе в ГС $P_{вх}$. Объемно-расходное газосодержание $\beta_{вх}$ на входе в ГС определяется по формуле (1), где $Q_ж$ – расход жидкости при термобарических условиях у входа в ГС, $Q_г^{вх}$ – расход газа при термобарических условиях у входа в ГС; остаточное объемно-расходное газосодержание $\beta_{ост}$ смеси на выходе из ГС, входе в ЭЦН определяется по формуле (2), где $Q_ж$ – расход жидкости при термобарических условиях на выходе из ГС, $Q_г^{ост}$ – расход газа при термобарических условиях на выхода из ГС после искусственной сепарации.

$$\beta_{вх} = \frac{Q_г^{вх}}{Q_ж + Q_г^{вх}}, \quad (1)$$

$$\beta_{ост} = \frac{Q_г^{ост}}{Q_ж + Q_г^{ост}}. \quad (2)$$

Полученная выборка состоит из 4197 уникальных значений, каждое из которых соответствует определенному режиму эксплуатации (испытания) определенного ГС. Как видно из рисунка 1, большая часть исследований (54.8%) проведена на ГС габарита 5, около 40% исследований проведено на ГС габарита 5А, исследования ГС габарита 6 составляют порядка 4% выборки.

Проведенный анализ конструкций стендов и методик испытаний ГС показал, что большинство исследований (99%) проводились на «стендах-скважинах», в которых приближенно моделировалась работа ГС в эксплуатационной колонне скважины. Однако такой способ проведения испытаний позволяет определить коэффициент общей сепарации K_C, который состоит, в свою очередь, из коэффициента естественной сепарации K_{EC} и коэффициента искусственной сепарации газового сепаратора $K_{ГС}$.

Коэффициент сепарации K_C взаимосвязан с параме-

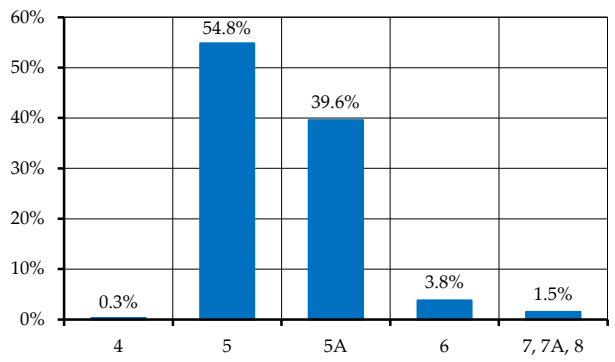


Рис. 1. Распределение режимов исследований по габариту ГС

[1]Результаты коммерческих испытаний обезличены.

трами $\beta_{вх}$ и $\beta_{ост}$ через формулу (3), согласно [1]. В силу данной взаимосвязи параметров проведен анализ зависимостей $\beta_{ост}$ от $\beta_{вх}$ анализируемой выборки исследований сепарационных характеристик ГС.

$$K_C = \frac{\beta_{вх} - \beta_{ост}}{\beta_{вх} \cdot (1 - \beta_{ост})}. \quad (3)$$

На рисунке 2а представлена зависимость экспериментальных значений (черные точки) $\beta_{ост}$ от $\beta_{вх}$ для всех исследований ГС вне зависимости от габаритных размеров ГС, подачи по жидкости $Q_ж$ и частоты вращения *f*. Подача по жидкости $Q_ж$ и частота вращения *f* взаимосвязаны через число Рейнольдса $\mathrm{Re}_ц$ для поля центробежных сил (4). В нашем случае число Рейнольдса будем считать по формуле (5), подставив в качестве плотности ρ плотность ГЖС, определяемую по уравнению (6).

$$\mathrm{Re}_ц = \frac{\rho \cdot \sqrt[3]{2 \cdot \pi \cdot f \cdot Q_ж^2}}{\mu_ж}, \quad (4)$$

$$Re_ц = \frac{\left(\rho_ж \cdot (1 - \beta_{вх}) + \rho_г \cdot \beta_{вх}\right) \cdot \sqrt[3]{2 \cdot \pi \cdot f \cdot Q_ж^2}}{\mu_ж}, \quad (5)$$

$$\rho = \rho_ж \cdot (1 - \beta_{вх}) + \rho_г \cdot \beta_{вх}. \quad (6)$$

Для описания корреляционной зависимостью взаимосвязи между $\beta_{ост}$ и $\beta_{вх}$ проведен регрессионный анализ, в результате которого получена зависимость вида (7), где *x, y, z* определяются по (8) – (10), а $K_1, K_2, K_3, V_1, V_2, V_3, O$ – коэффициенты. В таблице 1 представлены значения полученных коэффициентов и значения коэффициента детерминации R^2 и средней абсолютной ошибки остаточного газосодержания $\overline{\Delta\beta_{ост}}$. Как видно из полученных результатов, качество описания единой зависимостью всех исследований достаточно низкое (табл. 1, строка 1), поэтому проведен анализ исследуемой выборки по типу ГЖС и по габариту ГС.

$$z = K_1 \cdot x + K_2 \cdot x^2 + K_3 \cdot x^3 + V_1 \cdot y + V_2 \cdot y^2 + V_3 \cdot y^3 + O, \quad (7)$$

$$z = \beta_{ост}, \quad (8)$$

$$x = \beta_{вх}, \quad (9)$$

$$y = Re_ц^{норм} = \frac{Re_ц}{100000}. \quad (10)$$

Дисперсность газовой фазы является ключевым параметром, который влияет на эффективность работы центробежного ГС [1]. Диаметр газового пузырька $D_п$ является параметром, который характеризует дисперсность газовой фазы. В свою очередь, относительная скорость газа в поле центробежных $v_{оц}$ пропорциональна диаметру газового пузырька $D_п$ и определяется по формуле (11), как разница между истинной скоростью жидкости $v_{иж}$ и истинной скоростью газа $v_{иг}$. Необходимо отметить, что для ЭЦН эффективность работы насоса возрастает при снижении относительной скорости $v_{оц}$, в то время как, в центробежном ГС наоборот создаются условия для повышения $v_{оц}$ между жидкостью и газом за счет коалесценции и укрупнения газовых пузырьков. Таким образом, изначально более высокая $v_{оц}$ приводит к улучшению работы ГС, то есть крупнодисперсная ГЖС характеризуется более высокой относительной скоростью $v_{оц}$ по сравнению с мелкодисперсной смесью. В исследуемый выборке 3768 точек – исследования на мелкодисперсной модельной ГЖС «вода – ПАВ – газ», а 429 точек – исследования на модельных крупнодисперсных ГЖС «вода – газ», «масло – газ».

$$v_{оц} = v_{иж} - v_{иг}. \quad (11)$$

Рисунок 2б показывает зависимость $\beta_{ост}$ от $\beta_{вх}$ для всех исследований на крупнодисперсной ГЖС. При помощи регрессионного анализа получены следующие коэффициенты для уравнения (7) (табл. 1, строка 2). Коэффициент детерминации равен $R^2 = 0.836$, что позволяет проводить инженерные расчеты с приемлемой точностью. Анализ уравнения и графика (рис. 2б) показывает, что для крупнодисперсной смеси эффективность работы ГС является функцией $\beta_{вх}$ и не зависит от габарита, подачи по жидкости $Q_ж$ и частоты вращения *f* в широком диапазоне. Эффективность работы ГС на крупнодисперсной смеси резко ухудшается в случае превышения максимальной производительности шнека ГС, однако данные режимы практически не представлены в анализируемой выборке исследований ГС. Но при анализе работы скважин и дизайне компоновки глубинно-насосного оборудования необходимо учитывать данный факт.

Проведем анализ характеристик ГС на мелкодисперсной ГЖС «вода – ПАВ – газ». На рисунке 2в представлена выборка исследований ГС всех габаритов на мелкодисперсной ГЖС. Проведенный регрессионный анализ показал следующие результаты: $R^2 = 0.598$, $\overline{\Delta\beta_{ост}} = 0.044$ д.ед, коэффициенты уравнения (7) представлены в таблице 1 (строка 3). Как видно, из рисунка 2в

Таблица 1
Результаты аппроксимации экспериментальных исследований корреляционной зависимостью вида (7)

№ п/п	Выборка исследований	K_1	K_2	K_3	V_1	V_2	V_3	O	R^2	$\overline{\Delta\beta_{ост}}$, д. ед.
1	Все испытания	0.843	-1.300	1.096	0.155	-0.973	0.192	-0.011	0.337	0.050
2	Крупнодисперсная ГЖС «Вода – газ»	0.865	-3.140	3.157	0	0	0	0	0.836	0.038
3	Мелкодисперсная ГЖС для всех габаритов ГС	0.578	-0.376	0.421	0.409	-1.711	0.108	-0.014	0.598	0.044
4	Мелкодисперсная ГЖС для ГС габарита 5	0.583	-0.299	0.278	1.092	-6.420	-0.387	-0.034	0.571	0.045
5	Мелкодисперсная ГЖС для ГС габарита 5А	0.567	-0.527	0.842	1.049	-4.842	-0.533	-0.041	0.673	0.043

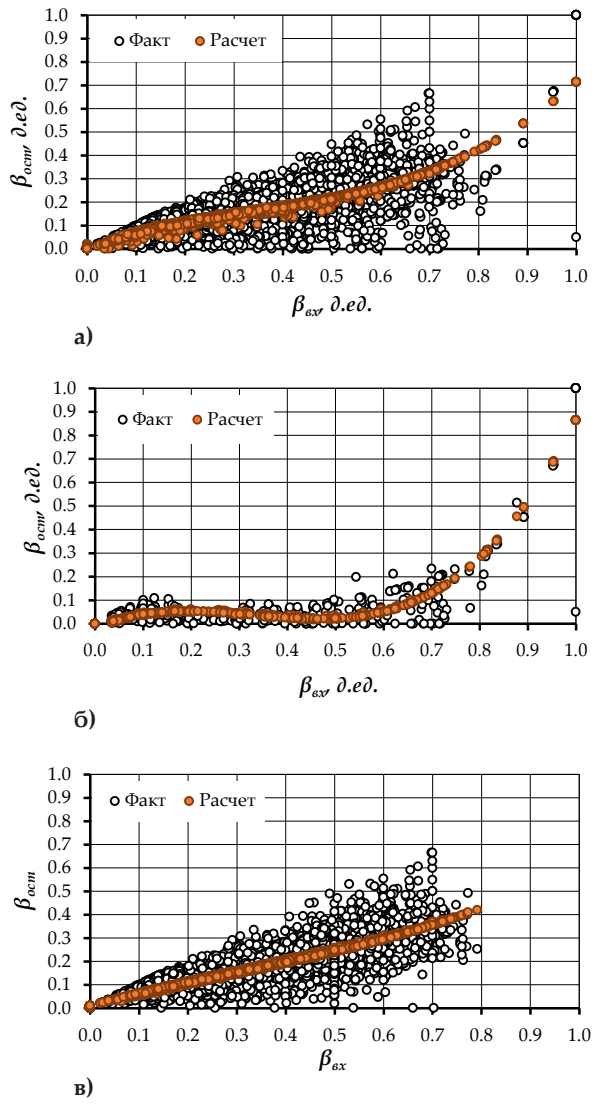


Рис. 2. Зависимость $\beta_{ост}$ от $\beta_{вх}$ для анализируемой выборки
а) все исследования характеристик ГС; б) исследования характеристик ГС на крупнодисперсной ГЖС; в) исследования характеристик ГС на мелкодисперсной ГЖС

получается довольно большой разброс фактических значений относительной расчетной кривой. Аналогичным образом проведен дополнительный факторный анализ исследований ГС на мелкодисперсной ГЖС в зависимости от габарита. Полученные результаты для габаритов 5 и 5А представлены в таблице 1 (строки 4 и 5 соответственно), для ГС других габаритов не представляется возможным провести анализ с достаточной степенью точности ввиду малого количества проведённых исследований. Ввиду того, что ГС имеют различную конструкцию, экспериментальные исследования проводились в разные годы, а регрессионный анализ корреляционной зависимости с относительно небольшим количеством независимых переменных не дает результат с достаточной точностью, как для всех исследований на мелкодисперсной ГЖС (табл. 1, строка 3), так и отдельно для ГС 5 и 5А габаритов (табл. 1, строки 4 и 5), то необходимо изменить подход к обобщению характеристик. В силу достаточно большого количества точек исследований, можем воспользоваться вероятностным подходом.

Вероятностный подход определения остаточного газосодержания

Для реализации предложенного подхода рассматриваемые выборки экспериментальных исследований мелкодисперсной ГЖС для ГС габарита 5 и 5А соответственно разделены по параметру $\beta_{вх}$ с шагом 0.1 д.ед. В каждом из интервалов построено распределение $\beta_{ост}$ и определены значения $\beta_{ост}$ с вероятностью p = {10; 50; 90}% для каждого интервала при соответствующем среднем значении $\beta_{вх}$. На рисунке 3 представлены примеры построения гистограмм распределения $\beta_{ост}$ для ГС габарита 5 для интервалов $\beta_{вх} = 0.2 - 0.3$ д.ед. и $\beta_{вх} = 0.5 - 0.6$ д.ед., соответственно. Так, например, в интервале $\beta_{вх} = 0.5 - 0.6$ д.ед. (то есть при среднем $\beta_{вх}$ = 0.55 д.ед.) остаточное газосодержание с вероятностью p = 10% будет составлять $\beta_{ост}(p10)$ = 0.16 д.ед., то есть можно ожидать, что ГС будет обладать достаточно высокой эффективностью с вероятностью 10%, с вероятностью p = 50% и p = 90% остаточное газосодержание растет до значений $\beta_{ост}(p50)$ = 0.28 д.ед. и $\beta_{ост}(p90)$ = 0.39 д.ед. соответственно, а сепарационная эффективность снижается.

Далее из полученных значений построены графики $\beta_{ост}$ от $\beta_{вх}$ с различной вероятностью для мелкодисперсной ГЖС для ГС габарита 5 и 5А, изображенные на рисунке 4 соответственно. Рассчитанные зависимости позволяют оценить с некоторой вероятностью остаточное газосодержание $\beta_{ост}$ при заданном входном газосодержании $\beta_{вх}$. На рисунке 4 представлены совмещенные графики фактических экспериментальных данных (черные точки), рассчитанная зависимость по формуле (7) (оранжевые точки) и вероятностные зависимости (синяя, красная и зеленая линии). Видно, что $\beta_{ост}(p50)$ лежит близко к рассчитанной зависимости по формуле (7), а $\beta_{ост}(p10)$ и $\beta_{ост}(p90)$ описывают границы диапазона, в котором будет ожидаемое значение $\beta_{ост}$ с некоторой вероятностью. Таким образом, определив значения $\beta_{ост}$ с некоторой вероятностью p, можно определить коэффициент сепарации K_C по формуле (3) без учета таких условий эксплуатации, как подача по жидкости $Q_ж$ и частота вращения вала f.

Определение коэффициента сепарации

Как было сказано выше, коэффициент сепарации газосепаратора зависит как от конструктивных и геометрических особенностей ГС, в частности габаритных размеров, так и от эксплуатационных параметров, среди которых не только входное $\beta_{вх}$ и остаточное $\beta_{ост}$ газосодержание, а еще и ряд факторов: подача по жидкости $Q_ж$, частота вращения вала f, вязкость жидкости $\mu_ж$, давление на входе в ГС $P_{вх}$, дисперсность газовой фазы (диаметр газовых пузырьков $D_п$). Ввиду того, что число модифицированное число Рейнольдса $\mathrm{Re}_ц$ (5) зависит от большинства перечисленных выше параметров в явном или неявном виде, то можно построить зависимость общего коэффициента сепарации K_C от $\mathrm{Re}_ц^{норм}$, определяемого по формуле (10).

Аналогичным образом, как и для определения $\beta_{ост}$, значения $\mathrm{Re}_ц^{норм}$ были разделены на интервалы с шагом 0.01, в каждом из которых построены гистограммы распределения K_C. Внутри каждого интервала определены ожидаемые с заданной вероятностью p значения $K_C(p10)$, $K_C(p50)$ и $K_C(p90)$. Далее построены зависимости K_C от $\mathrm{Re}_ц^{норм}$, изображенные на рисунке 5, как для всех испытаний ГС на

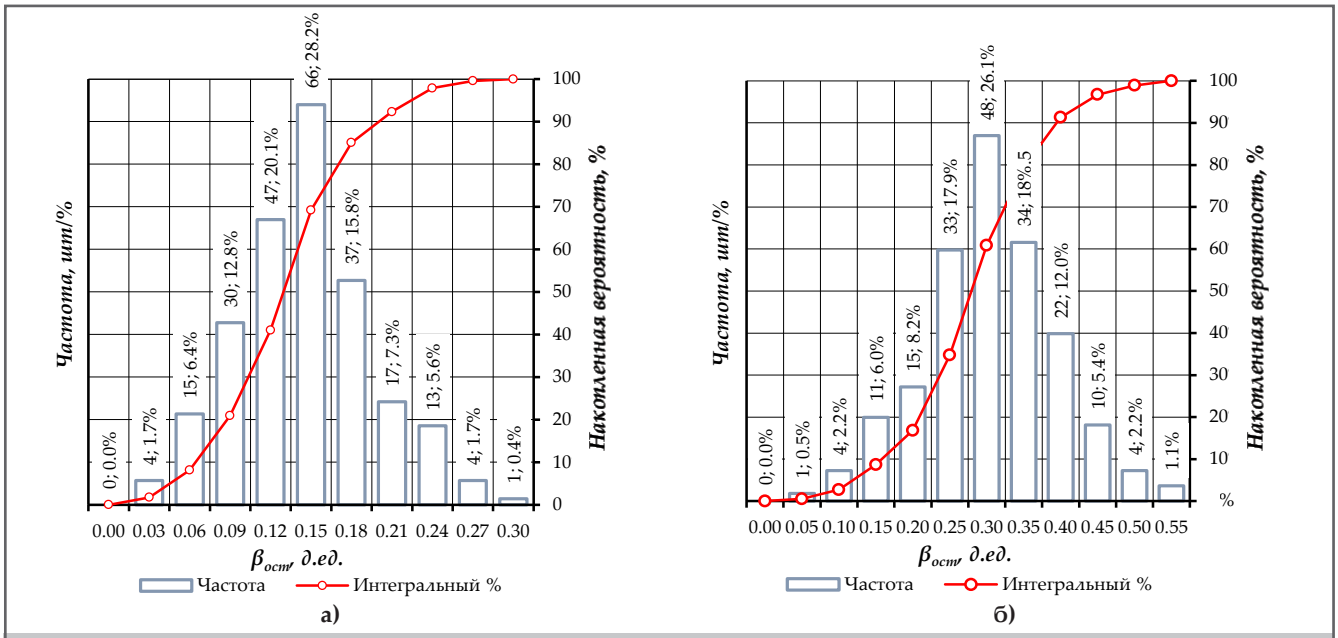


Рис. 3. Пример построения гистограммы распределения остаточного газосодержания исследований $\beta_{ост}$ ГС габарита 5 в интервале входного газосодержания

а) $\beta_{вх} = 0.2 - 0.3$ д.ед.; б) $\beta_{вх} = 0.5 - 0.6$ д.ед.

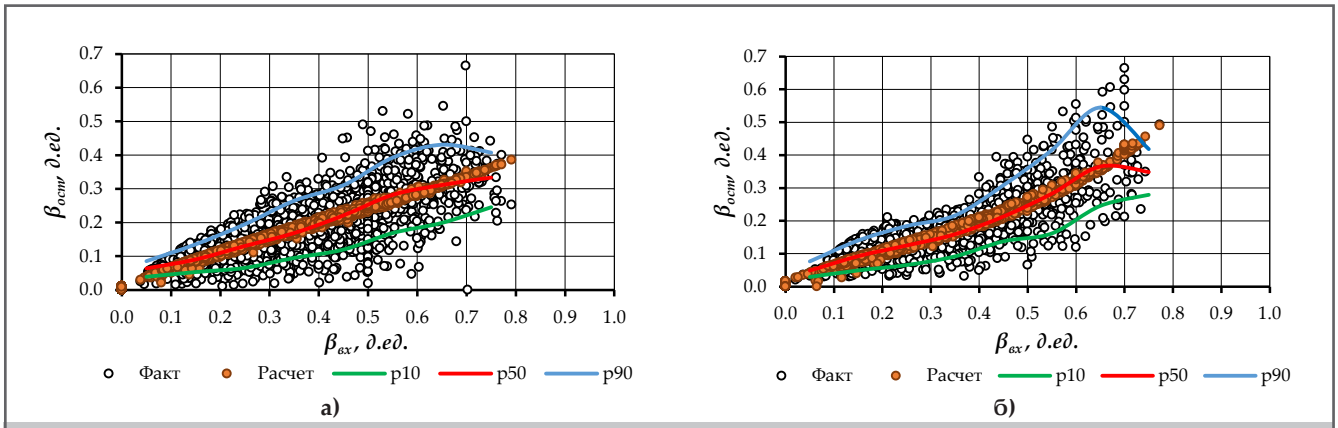


Рис. 4. Совмещенный график зависимости $\beta_{ост}$ от $\beta_{вх}$ на мелкодисперсной ГЖС для анализируемой выборки

а) ГС габарита 5; б) ГС габарита 5А

мелкодисперсной ГЖС (рис. 5а), так и для габаритов 5 и 5А (рис. 5б и 5в соответственно). Например, для ГС габарита 5 $K_C(p10)$ уменьшается со значения 0.667 до 0 д.ед. в интервале $\mathrm{Re}_ц^{норм}$ от 0 до 0.06 (зелёная линия на рис. 5б). Ожидаемое значение $K_C(p10)$ означает, что 90% ГС будут обладать лучшей сепарационной эффективностью, таким образом, расчет коэффициента сепарации K_C по данной зависимости будет являться оценкой «снизу», что позволяет минимизировать риски при дизайне УЭЦН, заложив изначально более низкий K_C. В свою очередь, $K_C(p50)$ уменьшается со значения 0.757 до 0 д.ед. в интервале $\mathrm{Re}_ц^{норм}$ от 0 до 0.16 (красная линия на рис. 5б) и является средней ожидаемой характеристикой ГС, которой будет обладать ГС. А $K_C(p90)$ (синяя линия на рис. 5б) будет соответствовать тому, что лишь 10% ГС могут обладать лучшей характеристикой. Аналогичные выводы можно сделать и для характеристик ГС, изображённых на рисунке 5.

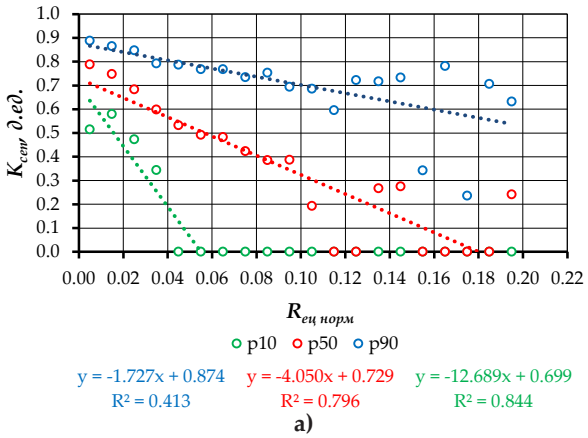
Определение коэффициента сепарации газового сепаратора

Большинство анализируемых исследований проводились при определении общего коэффициента сепарации K_C. Известно, что коэффициент сепарации K_C связан с коэффициентом естественной сепарации K_{EC} и коэффициентом искусственной сепарации газового сепаратора $K_{ГС}$ следующим выражением (12) [1]. Очевидно, что из формулы (12) можно выразить коэффициент сепарации ГС $K_{ГС}$ (13). Естественная сепарация газа – процесс отделения части газа в затрубное пространство скважины у приема погружного оборудования при заданных термобарических условиях; искусственная сепарация – принудительное отделение газа из ГЖС с остаточным содержанием газа после естественной сепарации при помощи газового сепаратора. Эффективность сепарационных эффектов определяет энергетическую эффективность лифтировании ГЖС на поверхность, а также степень вредного влияния газа на характеристики ЭЦН.

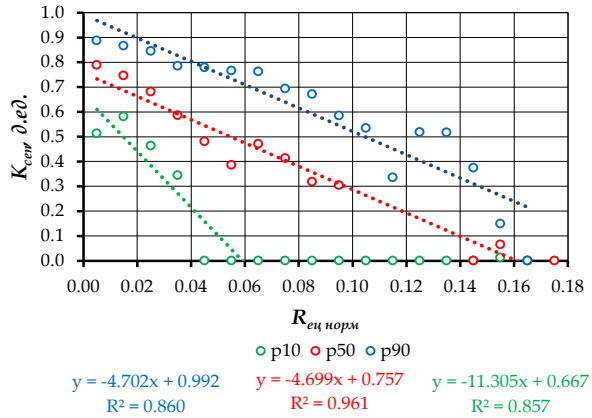
$$K_C = K_{EC} + K_{ГС} \cdot (1 - K_{EC}), \tag{12}$$

$$K_{ГС} = \frac{K_C - K_{EC}}{1 - K_{EC}}. \tag{13}$$

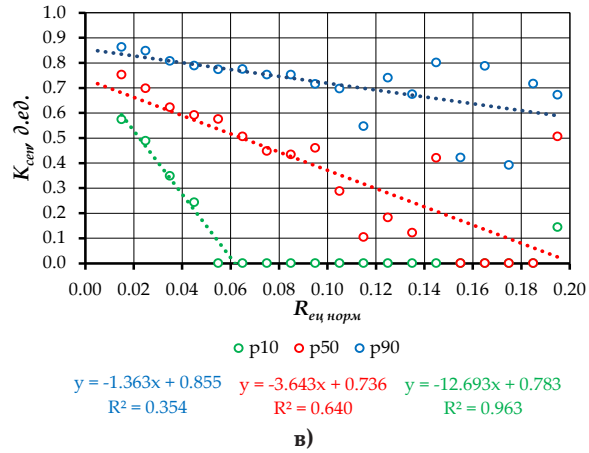
По формуле (13) можно определить эффективность работы ГС, а именно коэффициента сепарации ГС $K_{ГС}$, зная



а)

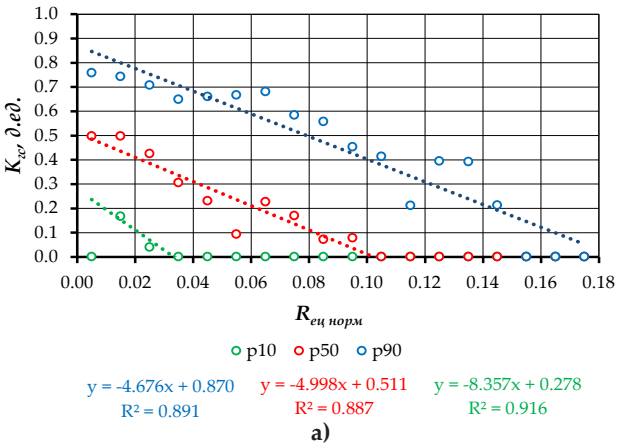


б)

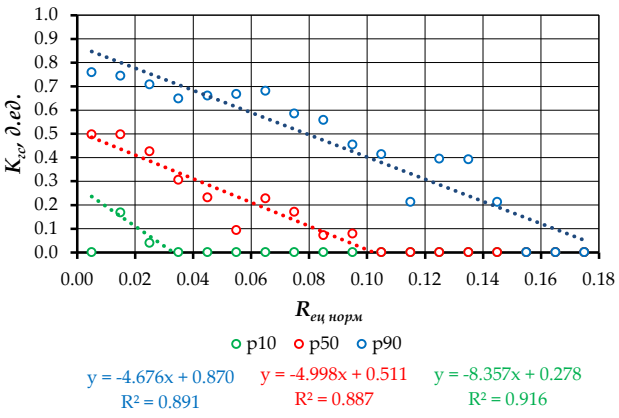


в)

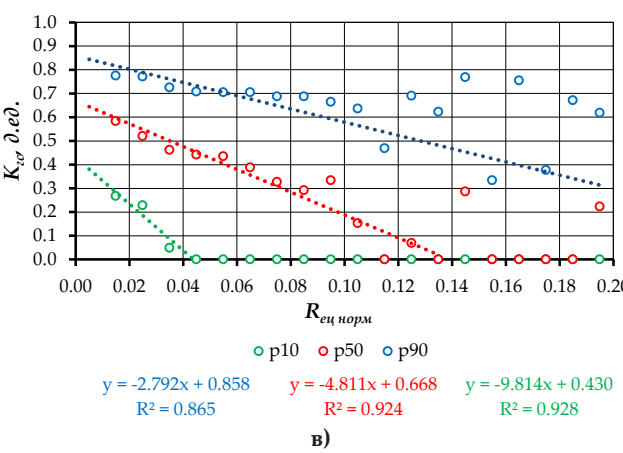
Рис. 5 – Зависимость K_C от $Re_ц^{норм}$ на мелкодисперсной ГЖС для анализируемой выборки
а) все испытания ГС; б) ГС габарита 5; в) ГС габарита 5А



а)



б)



в)

Рис. 6. Зависимость $K_{ГС}$ от $Re_ц^{норм}$ на мелкодисперсной ГЖС для анализируемой выборки
а) все испытания ГС; б) ГС габарита 5; в) ГС габарита 5А

коэффициент естественной сепарации K_{EC} при заданных термобарических условиях и коэффициент общей сепарации K_C. Ввиду того, что K_{EC} отдельно не измерялся в ходе проводимых исследований, его значение было рассчитано для каждого режима по трем методикам: Ляпкова П. Д. [26], Шакирова А. М. [30, 31] и Márquez R. [32]. Для каждого режима определено среднее арифметическое значение коэффициента естественной сепарации K_{EC} из значений, рассчитанных по трем корреляциям [26, 30, 32]. Определив расчетное значение среднего коэффициента естественной сепарации K_{EC} и полученного экспериментально общего коэффициента сепарации K_C, по формуле (13) найдены значения коэффициента искусственной сепарации газового сепаратора $K_{ГС}$. Аналогично зависимостям K_C от $\mathrm{Re}_ц^{норм}$ (рис. 5), построены зависимости $K_{ГС}$ от $\mathrm{Re}_ц^{норм}$ (рис. 6), ожидаемые с заданной вероятностью $K_{ГС}(p10)$, $K_{ГС}(p50)$ и $K_{ГС}(p90)$. Необходимо отметить, что $\beta_{вх}$ в формуле (4) до естественной сепарации.

Таким образом, построены зависимости эффективности работы ГС в координатах $K_{ГС}$ от $\mathrm{Re}_ц^{норм}$ (рис. 6). Очевидно, что коэффициент искусственной сепарации $K_{ГС}$ несколько меньше, чем коэффициент общей сепарации K_C (рис. 5). Например, для ГС габарита 5 $K_{ГС}(p50)$ уменьшается со значения 0.511 до 0 д.ед. в интервале $\mathrm{Re}_ц^{норм}$ от 0 до 0.1 (красная линия на рис. 6б), а для ГС габарита 5А $K_{ГС}(p50)$ уменьшается со значения 0.668 до 0 д.ед. в интервале $\mathrm{Re}_ц^{норм}$ от 0 до 0.14 (красная линия на рис. 6в), то есть ГС большего габарита работает лучше при прочих равных условиях. Получается, что сепарационная характеристики

«среднего» ГС основных габаритов 5 и 5А лежит в интервале $K_{ГС}(p50)$ от 0.506 д.ед. при $Re_ц^{норм}$, равном 0, до 0 при $Re_ц^{норм}$, равном 0.15 (красная линия на рис. 6а).

Методика расчета характеристики «среднего» центробежного газосепаратора

При планировании геолого-технологических мероприятий (ГТМ) по оптимизации работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН, актуальными являются задачи как оснащения УЭЦН центробежными ГС для минимизации вредного влияния газа, так и, наоборот, отказа от ГС для снижения удельного расхода энергии (УРЭ) на подъем скважинной продукции, снижения риска разрезания ГС на скважинах с активным выносом механических примесей из пласта, особенно на обводненных скважинах.

Алгоритм расчета остаточного газосодержания на выходе из ГС $\beta_{ост}$ (газосодержания на входе в ЭЦН) или коэффициента общей сепарации $K_С$ следующий:

1. Расчет $\beta_{вх}$ по PVT-свойствам добываемой продукции при термобарических условиях у приема УЭЦН $(P_{вх}, T_{вх})$.

2. Определяется тип ГЖС (мелкодисперсная или крупнодисперсная), которая добывается из скважины.

3. Для крупнодисперсной смеси, характерной для обводненных нефтяных скважин, ($n_в$ > 70 – 80%), свойства нефти которых обладают низкой пенообразующей способностью, а также в задачах освоения или периодической эксплуатации обводненных газовых скважин с помощью УЭЦН:

3.1. Для расчета $\beta_{ост}$ рекомендуется применять зависимость $\beta_{ост}$ от $\beta_{вх}$, изображенную на рисунке 2б или определяемую по уравнению (7) с учетом коэффициентов (табл. 1, строка 2).

3.2. После определения $\beta_{ост}$ рассчитывается $K_С$ по формуле (3).

4. Для мелкодисперсной ГЖС, которая характерна для низкообводненных скважин [1], рекомендуется применять вероятностный подход:

5. В зависимости от поставленной задачи и наличия исходных данных необходимо рассчитывать эффективность сепарации всей системы (с учетом естественной и искусственной сепарации) следующим образом:

5.1. Если известно только $\beta_{вх}$:

5.1.1. Определение ожидаемого значения $\beta_{ост}$, согласно графикам (зеленая, красная и синяя линии) на рисунке 4 с заданной «оптимистичной», «пессимистичной» или «средней» оценкой.

5.1.2. Расчет $K_С$ по формуле (3).

5.2. Если известны дополнительные параметры эксплуатации, такие как подача по жидкости $Q_ж$ и частота вращения f, вязкость флюида $\mu_ж$:

5.2.1. Расчет $Re_ц^{норм}$ по формуле (10)

5.2.2. Определение ожидаемого значения $K_С$, согласно графикам на рисунке 5 с заданной «оптимистичной», «пессимистичной» или «средней» оценкой.

5.2.3. Расчет $\beta_{ост}$ на выходе из ГС, на входе в УЭЦН по формуле (14), выразив $\beta_{ост}$ из (3).

$$\beta_{ост} = \frac{\beta_{вх} \cdot (1 - K_С)}{1 - \beta_{вх} \cdot K_С} \quad (14)$$

6. В ряде задач может понадобиться оценить отдельно коэффициент искусственной сепарации ГС $K_{ГС}$, например, в задаче исключения ГС из компоновки УЭЦН при проведении анализа чувствительности работы ЭЦН с различным газосодержанием.

6.1. По параметрам эксплуатации, таким как подача по жидкости $Q_ж$ и частота вращения f, вязкость флюида $\mu_ж$, входное объемно-расходное газосодержание $\beta_{вх}$:

6.1.1. Расчет $Re_ц^{норм}$ по формуле (10)

6.1.2. Определение ожидаемого значения $K_{ГС}$, согласно графикам на рисунке 6 с заданной «оптимистичной», «пессимистичной» или «средней» оценкой.

Таким образом, в условиях высокой неопределенности в зависимости от наличия исходных данных и требуемой задачи, можно определить эффективность работы ГС.

Выводы

Областью применения полученных зависимостей для расчета остаточного газосодержания $\beta_{ост}$ на выходе из сепаратора (входе в УЭЦН) и коэффициента сепарации ГС $K_{ГС}$ является:

- анализ работы большого количества скважин при массовых расчетах, когда невозможно применять характеристику конкретного ГС на каждой скважине;
- использование полученных характеристик в цифровых двойниках скважин, например, в задаче виртуальной расходометрии;
- оценка рисков при планировании ГТМ на скважинах;
- проектирование способа эксплуатации скважин или первичный дизайн УЭЦН к скважине, если неизвестны модели ГС, которые есть или будут в наличии.

Таким образом, по результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Сформулированы факторы, влияющие на эффективность работы ГС в зависимости от свойств ГЖС и технологических параметров работы УЭЦН.

2. Обобщены результаты экспериментальных исследований ГС на центробежном принципе действия (с конца 1980-х годов по настоящее время) на крупнодисперсной и мелкодисперсной смесях.

3. На основе обработки результатов экспериментальных исследований (4197 уникальных значений экспериментальных данных газосепаратора габарита 5 - 56% испытаний, газосепаратора габарита 5А – 40%, прочие габаритные группы – 4%) получены эмпирические зависимости, аппроксимирующие результаты исследований.

4. Предложен вероятностный подход для оценки эффективности сепарации ГС при планировании ГТМ и массовом анализе скважин в условиях неопределённости моделей ГС.

5. Определена взаимосвязь среднего диаметра пузырька газа и относительной скорости ГЖС в поле центробежных сил, показывающая влияние дисперсности на эффективность отделения газа в

поле центробежных сил. На крупнодисперсной смеси (среднее значение газового пузырька более 400 мкм) эффективность работы центробежного газосепаратора является функцией объемного расходного газосодержания у приема газосепаратора и не зависит от диаметра кольцевого пространства, образованного скважиной и оборудованием, подачи насоса по жидкости и частоты вращения вала.

6. Разработана модель вероятностного определения остаточного газосодержания в режиме искусственной сепарации. Задаваясь значением остаточного газосодержания с некоторой вероятностью в диапазоне от 0.1 до 25% (вероятностный технический предел работы насоса при перекачке газожидкостных смесей), можно определить коэффициент сепарации по предложенной аналитической зависимости без учета значений подачи насоса по жидкости и частоты вращения вала насоса, что упрощает подбор газосепаратора в составе насосной установки.

7. Разработана методика расчета осредненных характеристик газосепаратора («среднего» газосепаратора), учитывающая тип газожидкостной смеси, зависимости коэффициента общей сепарации и коэффициента сепарации «среднего» газосепаратора от числа Рейнольдса в поле центробежных сил.

На основании проведенного анализа можно рекомендовать следующее:

1. Провести дополнительные исследования и обобщение сепарационных характеристики ГС малого габарита 2А и 3 по предложенной методике.

2. Внедрить полученные зависимости в открытый программный код и алгоритмы расчета UNIFLOC VBA [33], предназначенный для проведения инженерных расчетов добывающих скважин.

3. Применять полученные зависимости в промысловой практике при подборе и проведении мониторинга работы УЭЦН с газосепараторами в исследуемых скважинах.

Условные обозначения

ГС – газосепаратор;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ГЖС – газожидкостная смесь;

ГТМ – геолого-технологическое мероприятие;

УРЭ – удельный расход энергии на подъем жидкости, кВт·ч/м^3;

K_C – коэффициент общей сепарации, д.ед.;

$K_{ГС}$ – коэффициент сепарации газового сепаратора, д.ед.;

K_{EC} – коэффициент естественной сепарации, д.ед.

$\beta_{вх}^{ГС}$, $\beta_{вх}$ – объёмно-расходное газосодержание на входе в ГС, д.ед.;

$\beta_{ост}$ – остаточное объёмно-расходное газосодержание на выходе из ГС, на входе в УЭЦН, д.ед.;

$Q_ж$ – подача по жидкости, м^3/сут;

$Q_г^{ост}$ – расход газа при термобарических условиях на выходе из ГС после искусственной сепарации, м^3/сут;

$Q_г^{вх}$ – расход газа при термобарических условиях у входа в ГС после естественной сепарации, м^3/сут;

$P_{вх}$ – давление на входе в ГС, МПа;

$n_в$ – обводненность, д.ед.;

f – частота вращения ГС, об/сек;

$\mathrm{Re}_ц$ – модифицированное число Рейнольдса в поле центробежных сил, безр.

$\mathrm{Re}_ц^{норм}$ – нормированное модифицированное число Рейнольдса в поле центробежных сил, безр.

x, y, z – переменные уравнения (7);

$K_1, K_2, K_3, V_1, V_2, V_3, O$ – эмпирические коэффициенты уравнения (7);

R^2– коэффициент детерминации;

$\overline{\Delta\beta_{ост}}$ – средняя абсолютная ошибка остаточного газосодержания, д.ед.;

$D_п$ – диаметр газового пузырька, мм;

$v_{оц}$ – относительная скорость газа в поле центробежных, м/с;

$v_{иж}$ – истинная скорость жидкости, м/с;

$v_{иг}$ – истинная скорость газа, м/с;

p – вероятность, %;

$\beta_{ост}(p10), \beta_{ост}(p50), \beta_{ост}(p90)$ – остаточное объёмно-расходное газосодержание на выходе из ГС, на входе в УЭЦН с вероятностью p = {10; 50; 90} % соответственно, д.ед.

Литература

1. Дроздов, А. Н. (2008). Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях. *Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина*.

2. Лунев, Н. В. (2011). Опыт эксплуатации ВЭД, ЭЦН 5-й группы, фазопреобразователей и вихревых газосепараторов в условиях месторождений ТНК-ВР. *Инженерная практика, 5, 12-23.*

3. Герасимов, В. В. (2012). Высоконадежное оборудование для работы в осложненных условиях. *Инженерная практика*, (2), 18-25.

4. Drozdov, A. N., Verbitckiy, V. S., Dengaev, A. V., et al. (2008, October). Rotary gas separators in high GOR wells, field and lab tests comparison. SPE-117415-MS. In: *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

5. Губкин, А. Н., Дроздов, А. Н., Игревский, В. И. (1994). Промысловые испытания газосепаратора МН-ГСЛ5 к погружным центробежным насосам. *Нефтяное хозяйство*, 5, 60-62.

6. Игревский, В. И., Дроздов, А. Н., Ляпков, П. Д. (1987). Опыт внедрения газосепараторов к УЭЦН в ПО «Варьеганнефтегаз». *Нефтяное хозяйство*, 12, 49-51.

7. Желтов, Ю. П., Мищенко, И. Т. (1986). Отчет по НИР «Разработка и усовершенствование технологических методов повышения нефтеотдачи пластов и технических средств интенсификации добычи нефти с использованием внутрипластовых и термохимических процессов. Приложение 3. Исследование и усовершенствование оборудования и технологии добычи и промышленного сбора нефти на месторождениях, разрабатываемых с применением термохимических методов воздействия на пласт (промежуточный)». Том IV. *Москва: МИНГ имени И.М. Губкина.*

8. Gadbrashitov, I. F., Sudeyev, I. V. (2006, OCtober). Generation of curves of effective gas separation at the ESP intake on the basis of processed real measurements collected in the Priobskoye oil field. SPE-102272-MS. In: *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

9. Дроздов, А. Н., Игревский, В. И. (1994). Стендовые испытания сепараторов 1МНГ5 и МНГСЛ5 к погружным центробежным насосам. *Нефтяное хозяйство*, 8, 44-48.

10. Сальманов, Р. Г. (1990) Разработка газосепараторов высокой пропускной способности для УЭЦН и определение области их эффективного применения. *Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.*

11. Lea, J. F., Bearden, J. L. (1982). Gas separator performance for submersible pump operation. *Journal of Petroleum Technology*, 34(06), 1327-1333.

12. Сокорев, В. Н. (1992). Исследование процесса сепарации газа в условиях искусственной кавитации с целью создания газосепараторов к погружным центробежным насосам с учетом структуры нефтегазовых смесей. *Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.*

13. Деньгаев, А. В. (2005). Повышение эффективности эксплуатации скважин погружными центробежными насосами при откачке газожидкостных смесей. *Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.*

14. Игревский, Л. В. (2002). Повышение эффективности эксплуатации погружных насосно-эжекторных систем для добычи нефти. *Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.*

15. Маркелов, Д. В. (2007). Центробежная сепарация газа и твердых частиц в приёмных устройствах погружных насосных установок для добычи нефти. *Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.*

16. Минченко, Д. А., Якимов, С. Б., Носков А. Б. и др. (2019). Проект внедрения газосепараторов электроцентробежных насосов с меньшей потребляемой мощностью: подготовка и начало реализации. *Нефтяное хозяйство*, 11, 64-67.

17. Alhanati, F. J. S., Doty, D. R. (1994, September). A simple model for the efficiency of rotary separators. SPE-28525-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

18. Мусинский, А. Н. (2018). Сепарационная характеристика современных центробежных погружных газосепараторов. *Актуальные проблемы повышения эффективности и безопасности эксплуатации горношахтного и нефтепромыслового оборудования*, 1, 282-287.

19. Harun, A. F., Prado, M. G., Doty, D. R. (2003, March). Design optimization of a rotary gas separator in ESP systems. SPE-80890-MS. In: *SPE Production and Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers.*

20. Harun, A. F., Prado, M. G., Shirazi, S. A., Doty, D. R. (2000, October). An improved model for predicting separation efficiency of a rotary gas separator in ESP systems. SPE-63044-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

21. Волков, М. Г., Михайлов, В. Г., Петров, П. В. (2012). Исследование влияния структуры газожидкостной смеси на эффективность процесса сепарации газа в центробежном газосепараторе. *Вестник УГАТУ*, 16(5), 93-99.

22. Михайлов, В. Г., Петров, П. В. (2008). Математическая модель сепарации газа в рабочей камере роторного газосепаратора. *Вестник УГАТУ*, 10(1), 21-29.

23. Abbariki, G., Riasi, A., Rezghi, A. (2020). Surrogate-based optimization for the design of rotary gas separator in ESP systems. *SPE Production & Operations*, 35(03), 497-509.

24. Derakhshan, S., Riahi, F., Bashiri, M. (2018). Efficiency improvement of a rotary gas separator by parametric study

and gas/liquid-flow analysis. *SPE Production & Operations*, 33(02), 320-335.

25. Мусинский, А. Н. (2021). Разработка и исследование вихревых газосепараторов для высокодебитных скважин. *Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет.*

26. Ляпков, П. Д. (1987). Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. *Москва: МИНГ*.

27. Ляпков, П. Д., Игревский, В. И., Дроздов, А. Н. (1989). Исследование работы газосепаратора 1МНГ5 к УЭЦН на вязких газожидкостных смесях. *Нефтяное хозяйство*, 4, 41-44.

28. Дроздов, А. Н., Игревский, В. И. (1994). Стендовые испытания сепараторов 1МНГ5 и МНГСЛ5 к погружным центробежным насосам. *Нефтяное хозяйство*, 8, 44-48.

29. Lackner, G., Doty, D. R., Shirazi, S. A., Schmidt, Z. (1999, March). Effect of viscosity on downhole gas separation in a rotary gas separator. SPE-52160-MS. In: *SPE Mid-Continent Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers.*

30. Shakirov, A. M. (2011, February). An accurate model to predict natural separation efficiency based on common data. MEALF-00098. In: *Middle East Artificial Lift Forum, Bahrain*.

31. Шакиров, А. М. (2011). Модель естественной сепарации свободного газа у приёма погружного оборудования. *Нефть, газ и бизнес*, 6, 27-30.

32. Márquez, R. (2004). Modeling downhole natural separation. PhD dissertation. *Tulsa*.

33. UNIFLOC VBA. https://github.com/unifloc/unifloc_vba

References

1. Drozdov, A. N. (2008). Technology and technique of oil production by submersible pumps in harsh conditions. *Moscow: Gubkin University*.

2. Lunev, N. V. (2011). Operating experience of foreign economic activity, ESP of the 5th size, phase converters and vortex gas separators in the conditions of TNK-BP fields. *Engineering Practice*, 5, 12-23.

3. Gerasimov, V. V. (2012). Highly reliable equipment for work in harsh conditions. *Engineering Practice*, 2, 18-25.

4. Drozdov, A. N., Verbitckiy, V. S., Dengaev, A. V., et al. (2008, October). Rotary gas separators in high GOR wells, field and lab tests comparison. SPE-117415-MS. In: *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

5. Gubkin, A. N., Drozdov, A. N., Igrevsky, V. I. (1994). Field tests of the MN-GSL5 gas separator for submersible centrifugal pumps. *Oil Industry*, 5, 60-62.

6. Igrevsky, V. I., Drozdov, A. N., Lyapkov, P. D. (1987). Experience in the implementation of gas separators for ESPs in the Production Association «Varioganneftegaz». *Oil Industry,* 12, 49-51.

7. Zheltov, Yu. P., Mishchenko, I. T. (1986). Report on research «Development and improvement of technological methods for enhanced oil recovery and technical means of intensifying oil production using in-situ and thermochemical processes. Appendix 3. Research and improvement of equipment and technology for the production and industrial collection of oil in fields developed using thermochemical methods of influencing the reservoir (intermediate)». Volume IV. *Moscow: MING named after I. M. Gubkin.*

8. Gadbrashitov, I. F., Sudeyev, I. V. (2006, OCtober). Generation of curves of effective gas separation at the ESP intake on the basis of processed real measurements collected in the Priobskoye oil field. SPE-102272-MS. In: *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

9. Drozdov, A. N., Igrevsky, V. I. (1994). Bench tests of 1MNG5 and MNGSL5 separators for submersible centrifugal pumps. *Oil Industry*, 8, 44-48.

10. Salmanov, R. G. (1990) Development of high-capacity gas separators for ESPs and determination of their effective application area. PhD dissertation. *Moscow: Gubkin University*.

11. Lea, J. F., Bearden, J. L. (1982). Gas separator performance for submersible pump operation. *Journal of Petroleum Technology*, 34(06), 1327-1333.

12. Sokorev, V. N. (1992). Study of the gas separation process under artificial cavitation in order to create gas separators for submersible centrifugal pumps, taking into account the structure of oil and gas mixtures. PhD dissertation. *Moscow: Gubkin University*.

13. Dengaev, A. V. (2005). Improving the efficiency of well operation by submersible centrifugal pumps when pumping gas-liquid mixtures. PhD dissertation. *Moscow: Gubkin University*.

14. Igrevsky, L. V. (2002). Improving the efficiency of operation of submersible pump-ejector systems for oil production. PhD dissertation. *Moscow: Gubkin University.*

15. Markelov, D. V. (2007). Centrifugal separation of gas and solid particles in the receiving devices of submersible pumping units for oil production. PhD dissertation. *Moscow: Gubkin University.*

16. Minchenko, D. A., Yakimov, S. B., Noskov, A. B., et al. (2019). Project of introduction of gas separators of electrical submersible pumps with lower power consumption: preparation and start of implementation. *Oil Industry*, 11, 64-67.

17. Alhanati, F. J. S., Doty, D. R. (1994, September). A simple model for the efficiency of rotary separators. SPE-28525-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

18. Musinsky, A. N. (2018). Separation characteristics of modern centrifugal submersible gas separators. *Actual Problems of Increasing the Efficiency and Safety of the Operation of Mining and Oilfield Equipment*, 1, 282-287.

19. Harun, A. F., Prado, M. G., Doty, D. R. (2003, March). Design optimization of a rotary gas separator in ESP systems. SPE-80890-MS. In: *SPE Production and Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers.*

20. Harun, A. F., Prado, M. G., Shirazi, S. A., Doty, D. R. (2000, October). An improved model for predicting separation efficiency of a rotary gas separator in ESP systems. SPE-63044-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

21. Volkov, M. G., Mikhailov, V. G., Petrov, P. V. (2012). Study of the influence of the structure of a gas-liquid mixture on the efficiency of the gas separation process in a centrifugal gas separator. *Bulletin of the Ufa State Aviation Technical University*, 16(5), 93-99.

22. Mikhailov, V. G., Petrov, P. V. (2008). The theoretical model of gas separation in the working chamber of a rotary gas separator. *Bulletin of the Ufa State Aviation Technical University*, 10(1), 21-29.

23. Abbariki, G., Riasi, A., Rezghi, A. (2020). Surrogate-based optimization for the design of rotary gas separator in ESP systems. *SPE Production & Operations*, 35(03), 497-509.

24. Derakhshan, S., Riahi, F., Bashiri, M. (2018). Efficiency improvement of a rotary gas separator by parametric study and gas/liquid-flow analysis. *SPE Production & Operations*, 33(02), 320-335.

25. Musinsky, A. N. (2021). Development and research of vortex gas separators for high-rate wells. PhD Thesis. Ufa: *Ufa State Petroleum Technological University.*

26. Lyapkov, P. D. (1987). Selection of installation of a submersible centrifugal pump to the well. *Moscow: MING.*

27. Lyapkov, P. D., Igrevsky, V. I., Drozdov, A. N. (1989). Investigation of the operation of the gas separator 1MNG5 to the ESP on viscous gas-liquid mixtures. Oil Industry, 4, 41-44.

28. Drozdov, A. N., Igrevsky, V. I. (1994). Bench tests of 1MNG5 and MNGSL5 separators for submersible centrifugal pumps. *Oil Industry*, 8, 44-48.

29. Lackner, G., Doty, D. R., Shirazi, S. A., Schmidt, Z. (1999, March). Effect of viscosity on downhole gas separation in a rotary gas separator. SPE-52160-MS. In: *SPE Mid-Continent Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers.*

30. Shakirov, A. M. (2011, February). An accurate model to predict natural separation efficiency based on common data. MEALF-00098. In: *Middle East Artificial Lift Forum, Bahrain*.

31. Shakirov, A. M. (2011). A model to predict natural separation of free gas at downhole equipment intake. Neft*, qaz i biznes*, 6, 27-30.

32. Márquez, R. (2004). Modeling downhole natural separation. PhD dissertation. *Tulsa.*

33. UNIFLOC VBA. https://github.com/unifloc/unifloc_vba

Методика определения эффективности работы газосепаратора в составе скважинной установки электроцентробежного насоса

К. А. Горидько[1,2], В. С. Вербицкий[2], О.С. Кобзарь[2]
[1]ООО «Газпромнефть-Хантос», Ханты-Мансийск, Россия;
[2]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Реферат

Современные условия эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов сопровождаются необходимостью сепарации газа у приема насосной установки, причем естественной сепарации может быть недостаточно для обеспечения технологической нормы отбора скважинной продукции, поэтому применяют газосепараторы в составе установки электроцентробежного насоса. Анализ литературных источников и результаты собственных исследований показывают, что в настоящее время нет единой методики подбора газосепараторов различных модификаций к условиям эксплуатации скважин, оборудованных различными типоразмерами установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), то есть подбор газосепаратора в составе УЭЦН осуществляется на основе фрагментарных данных о производительности и конструктивном исполнении газосепаратора, что является недопустимым, а в некоторых случаях опасным ввиду возможного наступления аварийного режима. В статье описана методика прогнозирования эффективности работы газосепаратора в составе скважинной установки электроцентробежного насоса на основе обобщения большого объема статистической информации по данным публикаций, результатов собственных экспериментальных и промысловых исследований.

Ключевые слова: газосепаратор; газосодержание; установка электроцентробежного насоса; УЭЦН; сепарационная эффективность; скважинная добыча нефти; коэффициент сепарации.

Mərkəzdənqaçma elektrik nasos qurğusunun tərkibində qaz separatorunun səmərəliliyinin müəyyənləşdirilməsi metodikası

K.A. Qoridko[1,2], V. S. Verbitskiy[2], O.S. Kobzar[2]
[1]«Qazpromneft-Xantos» MMC, Xantı-Mansiysk, Rusiya;
[2]İ.M. Qubkin adına Rusiya Dövlət Neft və Qaz Universiteti (MTM), Moskva, Rusiya

Xülasə

Mərkəzdənqaçma elektrik nasos qurğuları ilə quyu istismarının müasir şəraiti nasos qurğusunun qəbulunda qazın separasiyası ehtiyacı ilə müşayiət olunur, həm də təbii separasiya quyu məhsullarının çıxarılması üçün texnoloji normanın təmin edilməsində kifayət olmaya bilər, buna görə də qaz separatorları elektrik mərkəzdənqaçma nasos qurğusunun tərkibində istifadə olunur. Elmi mənbələrin təhlili və öz tədqiqatlarımızın nəticələri göstərir ki, hazırda müxtəlif standart ölçülü mərkəzdənqaçma elektrik nasos qurğuları (MENQ) ilə təchiz olunmuş quyuların iş şəraitinə uyğun müxtəlif modifikasiyalı qaz separatorlarının seçilməsinin vahid metodu yoxdur, yəni, MENQ tərkibində qaz separatorunun seçilməsi onun məhsuldarlığı və konstruksiyası ilə bağlı fraqmentar məlumatlar əsasında həyata keçirilir ki, bu da qəbuledilməzdir və bəzi hallarda qəza vəziyyətinin baş verməsi səbəbindən təhlükəlidir. Məqalədə çox sayda statistik məlumatların, öz eksperimental və mədən tədqiqatlarımızın nəticələrinin ümumiləşdirilməsi əsasında mərkəzdənqaçma elektrik nasos qurğusunun tərkibində qaz separatorunun səmərəliliyinin proqnozlaşdırılması metodikası təsvir edilmişdir.

Açar sözlər: qaz separatoru; qazlılıq; mərkəzdənqaçma elektrik nasos qurğusu (MENQ); separasiya səmərəliliyi; neftin quyu ilə çıxarılması; separasiya əmsalı.