

УДК 622.323/621.6.078

doi: 10.18698/0536-1044-2023-5-64-73

Особенности повышения надежности и эффективности газосепараторов погружных установок электроцентробежных насосов для добычи пластовой жидкости

А.В. Трулев¹, С.Ф. Тимушев², В.О. Ломакин³, А.В. Клипов¹

¹ ООО «Римера-Алнас»

² Московский авиационный институт (национальный исследовательский университет)

³ МГТУ им. Н.Э. Баумана

Features of improving the reliability and efficiency of gas separators of submersible installations of electric centrifugal pumps for the reservoir fluid production

A.V. Trulev¹, S.F. Timushev², V.O. Lomakin³, A.V. Klipov¹

¹ ООО Rимера-Alнас

² Moscow Aviation Institute (National Research University)

³ Bauman Moscow State Technical University

В нефтедобывающих скважинах с высоким газосодержанием повышение эффективности электроцентробежных насосов достигается путем их комплектации центробежными газосепараторами, в которых до поступления на прием насоса у перекачиваемого флюида отбирается большая часть свободного газа и отводится в затрубное пространство скважины. Эффективность центробежного газосепаратора существенно зависит от дисперсности газожидкостной структуры перекачиваемого флюида, диаметров пузырьков газа, обводненности пластовой жидкости, наличия поверхностно-активных веществ, давления на входе в насос и на выходе из него. На основе анализа конструктивных схем силовой части газосепараторов различных производителей, анализа особенностей течения газожидкостной смеси в сепарационной камере и отводящем устройстве разработаны рекомендации по оптимизации длины сепарационной камеры, конструкции отвода и головки газосепаратора. Даны рекомендации по изменению проточной части с целью повышения эффективности сепарации газа и надежности работы. Обоснована целесообразность новых конструктивных решений на основе эмпирических формул и численного моделирования. Показано, какая информация является наиболее важной, и каким образом ее можно получить при стендовых испытаниях.

Ключевые слова: электроцентробежные насосы, конструктивные схемы газосепараторов, газожидкостная смесь, эффективность сепарации газа, пластовая жидкость

In oil producing wells with high gas content, an increase in the efficiency of centrifugal pumps is achieved by equipping them with centrifugal gas separators, in which, before entering the pump intake, most of the free gas is taken from the pumped fluid and discharged into the annulus of the well. The efficiency of a centrifugal gas separator significantly depends on the size of the dispersity of the gas-liquid structure of the pumped fluid, on the di-

ameters of gas bubbles, the water cut of the formation fluid, the presence of surfactants, and the pressure at the inlet and outlet of the pump. In the article, based on the analysis of the structural diagrams of the power part of gas separators of various manufacturers, the analysis of the gas-liquid mixture flow features in the separation chamber and the outlet device, recommendations are made for optimizing the separation chamber length and the gas separator head outlet design. Recommendations are proposed for changing the flow path to increase the efficiency of gas separation and reliability of operation. Explanations of the expediency of new design solutions based on empirical formulas and numerical simulations are proposed. It is shown what the information is most important and how it can be obtained in bench tests.

Keywords: electric centrifugal pumps, design schemes of gas separators, gas-liquid mixture, gas separation efficiency, reservoir fluid

В мире наблюдается устойчивая тенденция к увеличению количества малодобитных скважин, составляющих около 30...40 % фонда скважин Российской Федерации. Для повышения коэффициента извлечения нефти снижают забойное давление, вследствие чего растет содержание свободного газа и механических примесей на входе в насос.

Активно ведутся работы по интенсификации притока из призабойной зоны, по увеличению отборов нефти, часть скважин переведена в режимы эксплуатации с низкими забойными давлениями (около 3 МПа и менее).

Темпы роста показателя средней наработки оборудования на отказ начали снижаться, и стало понятно, что на большей части скважин электроцентробежные насосы (ЭЦН) применяемой группы износостойкости уже не могут обеспечить дальнейшее значительное увеличение показателя наработки на отказ, так как не соответствуют изменившимся условиям работы.

Серийное погружное насосное оборудование для эксплуатации скважин зачастую неспособно работать в таких сложных условиях, вследствие чего возникает потребность в эффективной технологии их функционирования с высокой средней наработкой [1–4].

В соответствии с этим становится актуальной задача разработки, исследования и опытно-промышленного внедрения инновационных технологий добычи нефти в осложненных условиях с применением погружных насосных установок.

В нефтедобывающих скважинах с высоким газосодержанием повышение эффективности ЭЦН достигается применением центробежных газосепараторов (ГС), в которых до поступления на прием насоса у перекачиваемого флюида отбирается большая часть свободного газа и отводится в затрубное пространство скважины.

Эффективность центробежного ГС существенно зависит от дисперсности газожидкостной структуры перекачиваемого флюида, диаметров пузырьков газа, обводненности пластовой жидкости, наличия поверхностно-активных веществ (ПАВ), давления на входе в ЭЦН и на выходе из него [4–7]. Средний диаметр пузырьков газовой фазы в пластовой жидкости составляет 40...300 мкм, а в обводненной нефти, как правило, превышает 130 мкм [8].

ГС считается ненадежным элементом насосной установки из-за вероятности гидроабразивного перерезания корпуса и других элементов проточной части. Обратные токи возникают на входе в осевое колесо, шнек, если подача ЭЦН более чем в 2 раза меньше оптимального расчетного значения. Обратные токи являются ловушкой для механических примесей — их концентрация быстро возрастает, и вращающееся абразивное кольцо может перерезать корпус и другие элементы ГС. Это требует увеличения их ресурса [2, 3, 9].

Цель исследования — разработка рекомендаций по изменению проточной части ГС для повышения эффективности сепарации газа и надежности ГС.

Анализ конструктивных схем. В статьях [10–12] проанализированы известные конструктивные схемы ГС.

В сепарационной камере (СК) ГС происходит разделение жидкости и свободного газа, на периферии образуется вращающееся кольцо с частично отсепарированной жидкостью. Анализ результатов численного расчета скоростей течения потока газожидкостной смеси (ГЖС), приведенных на рис. 1 и 2, показывает, что кольцо может давить на лопасти ступени, подводящей ГЖС меньшей плотности, что приво-

дит к обратным токам, которые диспергируют ГЖС, снижая давление в СК.

Если же на входе в СК установить конусную гильзу (КГ), то вращающееся кольцо жидкости будет восприниматься неподвижной осевой опорой как КГ.

Эпюры скоростей течения потока для ГС с областью подвода ГЖС в СК, состоящую из шнека постоянного хода, осевого направляющего аппарата (НА) и осевого колеса, показаны на рис. 1, а, а для ГС с областью подвода, содержащую шнек постоянного хода, диагональный НА с КГ, внутри которой установлено осевое колесо, — на рис. 1, б. КГ разделяет проточные части низконапорного шнека и высоконапорного колеса, тем самым позволяя устранить или уменьшить обратные токи.

Анализ результатов численного расчета показывает, что в ГС без КГ явно видны обратные течения по периферии из СК на вход в осевой НА (см. рис. 1, а).

Обратные токи могут стать причиной гидроабразивного износа элементов проточной части, снижения сепарирующих свойств вследствие диспергирования потока ГЖС и уменьшения градиента давления в СК. Все это может привести к гидроабразивному перерезанию корпуса ГС и падению установки в скважину. Установка КГ устраняет или заметно снижает обратные течения потока.

В СК происходит процесс разделения, на периферии образуется вращающееся кольцо с частично отсепарированной жидкостью. Ранее

это кольцо давило на лопасти ступени, подводящей ГЖС, что приводило к обратным токам и диспергированию. Теперь кольцо давит на неподвижную осевую опору в виде КГ.

Эпюры давлений в описанных конструкциях ГС приведены на рис. 2. Анализ численного расчета на воде показывает, что в ГС без КГ за счет обратных токов градиент давления меньше, чем в ГС с КГ. Чем выше радиальный градиент давления, тем более эффективно осуществляется сепарация свободного газа из перекачиваемой ГЖС в затрубное пространство.

Предлагаемая конструкция погружной ГС (рис. 3, а), новизна которой заключается в том, что область подвода ГЖС в СК и область СК разделены конусной гильзой. Осевое колесо (шнек), подающее ГЖС, работает с максимальной подачей и минимальным напором, проточная часть сепарационной области — с максимальным напором, обеспечивающим максимальный градиент давления.

Аналогичная ситуация со шнеком 12: на входе в него проточная часть должна иметь конусообразный участок, который образует верхняя часть основания 13.

Необходимо выдержать определенное соотношение напора и подачи в шнеке, подводящем ГЖС, чтобы пузырьки газа смогли пройти через его проточную часть без значительной сепарации и образования газовых пробок, которые могут привести к срыву подачи лишь при определенном соотношении поверхностных сил трения, зависящих от скорости потока и

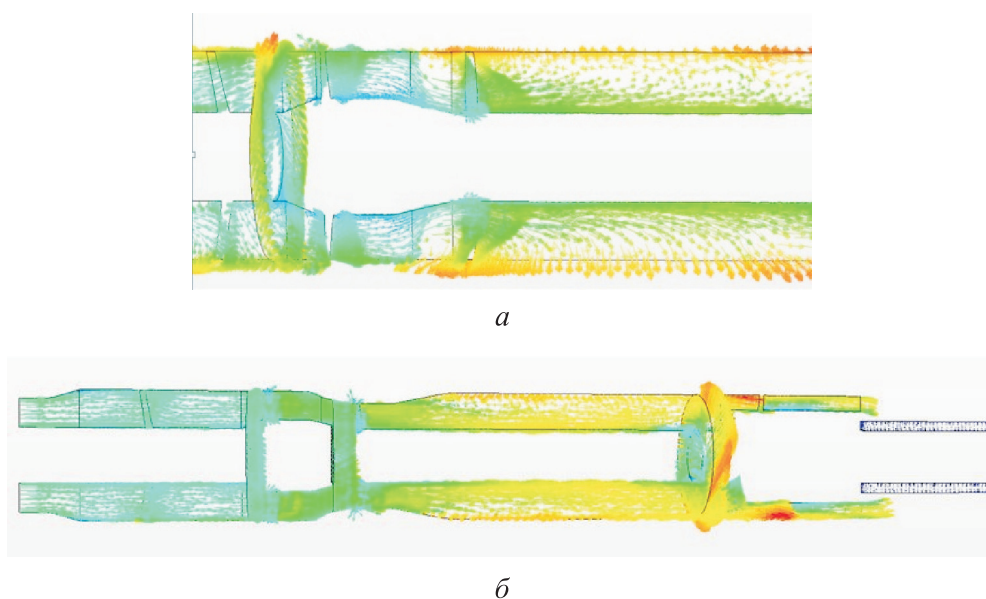


Рис. 1. Эпюры скоростей течения потока ГЖС в ГС без КГ (а) и с КГ (б)

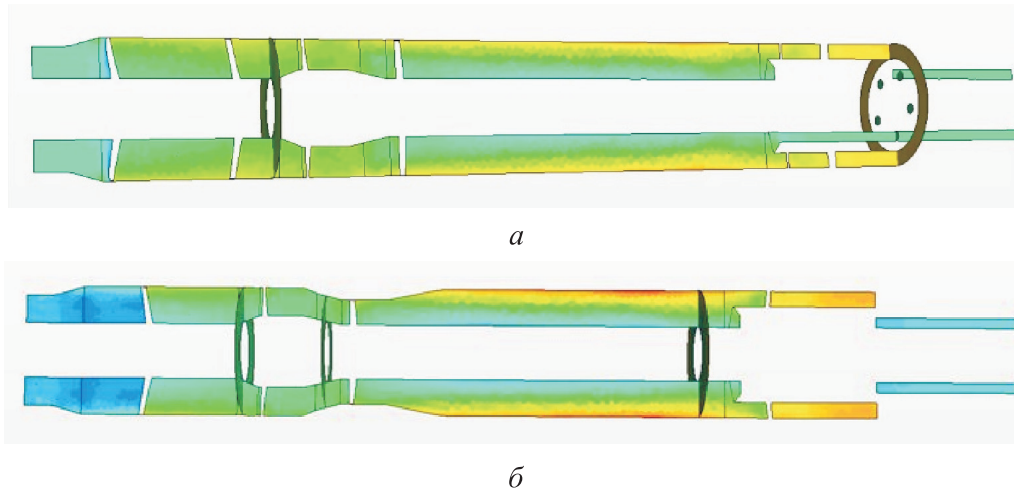


Рис. 2. Эпюры давлений в ГС без КГ (а) и с КГ (б)

массовых сил инерции, связанных с градиентом давления.

Разработаны вихревые и центробежные ГС со сменными элементами проточной части [10, 11, 13] и сменными шнеками на определенные диапазоны подач, которые по сепарирующим свойствам и надежности превосходят аналоги.

При малых подачах предложено устанавливать шнеки, полученные путем уменьшения диаметра серийных моделей за счет подрезки с сохранением оптимальных углов на входе, благодаря чему не изменяется номенклатура комплектующих деталей.

К очевидным достоинствам ГС со сменными шнеками на входе для малорасходных установок следует отнести пониженную мощность, что позволяет экономить электроэнергию.

Актуальной является задача оптимизации длины СК и конструкции отвода и головки ГС.

Моделирование ГЖС. Уравнение движения дискретной частицы в проточной части лопастной машины запишем в виде

$$\frac{1}{6} \pi d_d^3 \rho_d \frac{dv_d}{dt} = \frac{1}{6} \pi d_d^3 (\rho_d \sum F - \text{grad} p) - F_{c.d.}, \quad (1)$$

где d_d , ρ_d и v_d — диаметр, плотность и скорость движения дискретной частицы; $\sum F$ — сумма ускорений массовых сил, действующих на частицу, p — давление; $F_{c.d.}$ — сила сопротивления движению частицы.

Для пузырька газа, перемещающегося в потоке ГЖС, при установившемся движении

$$\text{grad } p = \rho_{cm} \mathbf{a},$$

где ρ_{cm} — плотность ГЖС; $\mathbf{a} = \sum \mathbf{F}$.

Сила градиента давления

$$F_{г.д.} = \frac{1}{6} \pi d_d^3 \text{grad } p = \frac{1}{6} \pi d_d^3 \rho_{cm} \mathbf{a}. \quad (2)$$

По сути, уравнение (2) отражает закон Архимеда для дискретной частицы в мультифазном потоке.

Сила сопротивления движению дискретной частицы [14] определяется выражением

$$F_{c.д.} = -\frac{1}{8} \xi \pi \rho_{cm} d_r^2 \Delta v |\Delta v|, \quad (3)$$

где ξ — коэффициент сопротивления, зависящий от числа Рейнольдса обтекания частицы и концентрации дискретных частиц; d_r — диаметр пузырьков газа; Δv — скорость движения дискретной частицы относительно скорости жидкой фазы.

Для сепарационной области ГС, на входе в которую установлено осевое колесо, уравнение (1) преобразуется к виду

$$\Delta v^2 = \frac{4d_r (\rho_{cm} - \rho_r)}{3\xi \rho_{cm}} \omega^2 R k_H, \quad (4)$$

где ρ_r — плотность газа; ω — угловая скорость вращения ротора; R — радиус нахождения пузырька относительно оси вращения, k_H — коэффициент снижения напора, равный произведению гидравлического коэффициента полезного действия (КПД) СК на коэффициент отставания потока вследствие конечного числа лопастей в осевом колесе.

Исходя из выражения (4), время движения пузырька газа

$$t = \int_{R_d}^{R_c} \frac{dR}{k\sqrt{R}} = \frac{2(\sqrt{R_c} - \sqrt{R_d})}{k}, \quad (5)$$

где

$$k = \sqrt{\frac{4d_r^2(\rho_{cm} - \rho_r)}{3\xi\rho_{cm}}} \omega^2 k_H;$$

R_c — внешний диаметр СК, равный внутреннему диаметру защитной гильзы 8 (см. рис. 3); R_d — внешний диаметр разделителя 7.

Для анализа возможностей моделирования потока ГЖС можно воспользоваться уравнением (4).

Стендовые испытания ГС обычно проводят на смеси воды и воздуха с добавлением пенообразующих ПАВ, повышающих пенистость [15–20].

Выделим и проанализируем факторы, оказывающие наибольшее влияние на моделирование условий работы в реальной скважине: давление на входе в ГС, диаметр пузырьков и вязкость.

Давление на входе в ГС определяет плотность газа и средний диаметр пузырьков. Чем больше различаются значения плотностей жидкости и газа в ГЖС, тем легче отделять газ от жидкости. При содержании в ГЖС 50 % свободного газа плотность смеси составит около 500 кг/м³. Если увеличить давление на стенде с 0,1 до 0,6 МПа, то разница плотностей изменится примерно на 5 %. При этом пузырьки становятся менее склонными к коалесценции (соединению друг с другом), что подтверждено результатами многочисленных экспериментов, приведенных во многих работах, например в [8].

В случае повышения давления на входе в секцию ЭЦН с 0,1 до 0,6 МПа энергетические параметры, напор и КПД существенно увеличиваются при одинаковом содержании свободного газа в потоке ГЖС. Наибольшее влияние этого давления на указанные параметры наблюдалось в диапазоне 0,1...0,6 МПа при испытаниях на смеси вода — воздух с наличием и отсутствием ПАВ. В дальнейшем степень влияния давления уменьшается.

Таким образом, если давление на входе меньше 0,6 МПа, желательно, чтобы при сравнительных испытаниях оно было одинаковым для различных ГС, так как этот параметр существенно влияет на работоспособность лопастных машин.

Кроме того, важно обеспечить постоянный расход жидкости на выходе из ГС. При подаче на вход в ГС газа расход жидкости может снижаться, но его следует поддерживать постоянным, что обусловлено тем, что в реальной установке он не меняется. Уменьшение расхода жидкости приведет к снижению давления на выходе из ГС, изменению градиента давления в СК и сепарирующих свойств.

При испытаниях ГС целесообразно использовать смесь воды и воздуха при наличии ПАВ. Чтобы учесть влияние вязкости, пластовую жидкость моделируют путем создания пузырьков газа определенного диаметра и диспергирующего устройства установкой непосредственно на входе в ГС. Средний диаметр пузырьков воздуха зависит от количества диспергирующих ступеней и при одной и той же подаче будет одинаковым для разных сепарирующих устройств.

Диспергирующее устройство должно быть работоспособным во всем диапазоне подачи и газосодержания. Серийные мультифазные модули и диспергаторы обычно имеют существенно меньшее допустимое содержание свободного газа в ГЖС, чем ГС. В этом случае может произойти срыв подачи по вине диспергирующего устройства.

Новый способ работы ГС. Пренебрегая плотностью газа, уравнение (4) можно записать в виде

$$\Delta v = k_V \frac{d_r^2 (p_2 - p_1)}{\mu r_2 - r_1}, \quad (6)$$

где k_V — коэффициент; p_2 , p_1 и r_2 , r_1 — давления и радиусы на периферии и в центре СК соответственно; μ — динамическая вязкость.

Основным критерием подобия, определяющим движение дискретных частиц в мультифазном потоке, является число Рейнольдса

$$Re = \frac{d_r |\Delta v| \rho_{cm}}{\mu}.$$

При числе Рейнольдса $Re \leq 200$ коэффициент сопротивления

$$\xi = \frac{32}{Re} = \frac{32\nu}{d_r |\Delta v|},$$

где ν — кинематическая вязкость.

После подстановки этого выражения в формулу (3) получаем

$$F_{с.д} = -4\pi\rho_{cm}d_r\Delta v.$$

С учетом этого соотношения формула (4) приобретает вид

$$\Delta v = \frac{d_f^2 (\rho_{cm} - \rho_r)}{24v\rho_{cm}} \omega^2 R k_H,$$

а выражение (5)

$$t = \frac{\ln \frac{R_c}{R_d}}{\frac{d_f^2 (\rho_{cm} - \rho_r)}{24v\rho_{cm}} \omega^2 k_H} = \frac{L}{v_{cm}}, \quad (7)$$

где L — длина СК; v_{cm} — скорость течения ГЖС.

Тогда длина СК будет определяться выражением

$$L = \frac{k_L \ln \frac{R_c}{R_d} v \rho_{cm}}{(\rho_{cm} - \rho_r) d_f^2 u_2^2 k_H} Q. \quad (8)$$

Здесь k_L — коэффициент; u_2 — окружная скорость ГЖС; Q — расход ГЖС.

Анализ уравнений (6) и (8) показывает, что наибольшее влияние на эффективность сепарации и уменьшение длины СК, оказывают следующие параметры:

- средний диаметр пузырьков газа; следовательно, диспергирование потока ГЖС в элементах проточной части ГС существенно ухудшает сепарацию, вследствие чего необходимо удалить из конструкции диспергирующие элементы (например, решетку на входе в шнек и СК); рекомендуется установить КГ [9, 21]; на рис. 1, а показаны обратные токи в решетке, диспергирующие ГЖС;

- тангенциальная скорость течения потока ГЖС в СК (по скоростному напору), которая определяет градиент давления, влияющий на скорость сепарации (6); для разделения области подвода ГЖС в СК и области СК следует использовать КГ; в этом случае, шнек, подающий ГЖС, сможет работать с максимальной подачей и минимальным напором, проточная часть сепарационной области — с максимальным напором, обеспечивающим максимальный градиент давления [9, 21]; на рис 2 показано увеличение градиента давления;

- отношение внутреннего диаметра СК (внутреннего диаметра защитной гильзы) к внешнему диаметру разделителя $\ln(R_c/R_d)$; следовательно, необходимо максимально увеличить R_d ;

- кинематическая вязкость и расход ГЖС.

Следует отметить, что процесс сепарации практически не зависит от плотности ГЖС и объемного содержания свободного газа, но второй параметр существенно влияет на работу лопастных колес, подводящих ГЖС в СК. Поэтому они должны быть мультифазными и способными работать при высоком содержании свободного газа. Так как при больших углах атаки возникают обратные токи, ГС должны иметь сменные элементы проточной части, сменные колеса или шнеки на определенные диапазоны подач.

В сепараторе, показанном на рис. 3, б, на выходе из СК перед головкой ГС и разделителем формируются две области отвода дегазированной жидкости и отсепарированного газа, входы в которых отдалены друг от друга. Дегазированная жидкость отбирается непосредственно с периферии СК за счет того, что вход в область отвода дегазированной жидкости приближен к периферии СК, и представляет собой кольцевой зазор между наружным диаметром разделительной втулки и внутренним диаметром СК.

В серийном ГС разделитель изготовлен из короткой трубы, установленной примерно посередине СК. Его отличие от нового ГС состоит в том, что расстояние между внешним диаметром разделителя на рис. 3, б и внешним диаметром СК (внутренним диаметром защитной гильзы) существенно меньше, чем на рис. 3, а.

Расчетные значения отношения $\ln(R_c/R_d)$ для серийной и новой конструкций ГС различаются примерно в 6 раз. Согласно уравнениям (7) и (8) в новом ГС эффективность сепарации газа будет выше, чем в серийном ГС. Более эффективный способ отбора дегазированной жидкости позволяет снизить длину СК или использовать осевое колесо на входе в СК, которое создает поток с меньшим напором и градиентом давления. При этом повышается надежность ГС и снижается его мощность при той же эффективности сепарации газа.

На входе в шнек (см. рис. 3) проточная часть имеет конусообразный участок, который образует верхняя часть основания.

Пути поиска эффективной конструкции вихревых ГС с использованием особенностей методики испытаний. Схема испытаний по новой методике, описанная в статьях [19, 20], позволяет установить манометры на корпусе ГС, например, на входе в СК в середине около отверстий для выхода газа, и определить давление

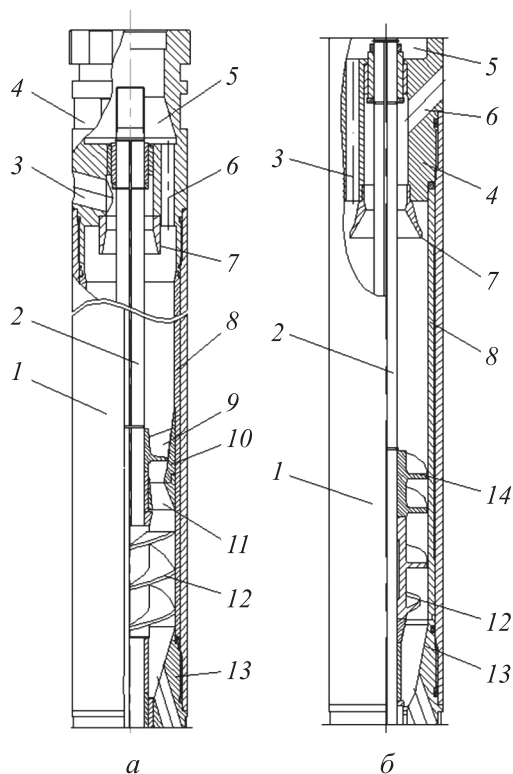


Рис. 3. Схемы вихревых ГС с НА на выходе из шнека (а) и с двумя последовательно установленными шнеками (б):

1 — вал; 2 — корпус; 3 — каналы для отвода дегазированной жидкости; 4 и 5 — головка и выход из нее; 6 — отверстия для отвода отсепарированного газа; 7 — разделитель; 8 — защитная гильза; 9 — осевое колесо; 10 — конусная гильза; 11 — направляющий аппарат; 12 — шнек; 13 — основание с входными отверстиями; 14 — второй шнек

на периферии СК. Давление на выходе из отверстий для отвода отсепарированного газа б (см. рис. 3) равно давлению в центре СК. Перепад давления между этими точками определяет градиент давления, который является одним из основных параметров, отвечающих за эффективность сепарации газа.

Литература

- [1] Вахитова Р.И., Сарачева Д.А., Уразаков Д.Р., Думлер Е.Б. *Повышение эффективности работы погружных электроцентробежных установок при добыче нефти с высоким газосодержанием*. Альметьевск, АГНИ, 2019. 104 с.
- [2] Якимов С.Б., Шпортко А.А., Шалагин Ю.Ю. О путях повышения надежности газосепараторов ЭЦН на месторождениях ПАО «НК «Роснефть». *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*, 2017, № 1, с. 33–39.
- [3] Якимов С.Б. О возможностях оптимизации классов износоустойчивости электроцентробежных насосов на месторождениях ПАО «Оренбургнефть». *Науч.-техн. вестник. ПАО «НК «Роснефть»*, 2015, № 3, с. 85–92.
- [4] Деньгаев А.В. *Повышение эффективности эксплуатации скважин погружными центробежными насосами при откачке газожидкостных смесей*. Москва, 2005. 212 с.

Отношение реального перепада давления к теоретическому позволяет определить коэффициент снижения напора k_H , что помогает оценить силовую часть ГС.

Кроме того, в этих точках можно находить дисперсность ГЖС, которая также существенно влияет на эффективность сепарации. В конструкции ГС следует убирать элементы, диспергирующие поток, и добавлять элементы, способствующие укрупнению газовых пузырей.

При одинаковой длине СК эффективность сепарации будет выше у вихревого ГС, в котором на выходе из СК (на внутреннем диаметре корпуса) будут больше давление и средний диаметр пузырьков газа. Зная давления и эффективность сепарации у конструкций, можно оценить дисперсность ГЖС в проточной части СК.

Из уравнения (6) следует, что одним из основных факторов, влияющих на эффективность сепарации, является давление на периферии выходного участка СК. Для его повышения необходимо установить манометр, измерять давление в этой области и проводить оптимизацию проточной части.

Выводы

1. Предложены новые способы работы ГС для погружных установок ЭЦН:
 - с высоким градиентом давления в СК для сепарации вязких ГЖС;
 - с относительно низким градиентом давления и уменьшенным энергопотреблением.
2. Даны рекомендации, позволяющие проводить оптимизацию размеров СК.
3. Показаны пути поиска эффективной конструкции вихревых ГС с использованием особенностей методики испытаний.

- [5] Кутателадзе С.С., Стырикович М.А. *Гидравлика газожидкостных систем*. Москва-Ленинград, Госэнергоиздат, 1958. 231 с.
- [6] Тонг Л. *Теплоотдача при кипении и двухфазное течение*. Москва, Мир, 1963. 342 с.
- [7] Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. *Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение*. Пермь, ООО «Прес-Мастер», 2007. 645 с.
- [8] Дроздов А.Н. *Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях*. Москва, МАКС Прес, 2008. 309 с.
- [9] Петров В.И., Чебаевский В.Ф. *Кавитация в высокооборотных лопастных насосах*. Москва, Машиностроение, 1982. 192 с.
- [10] Trulev A., Verbitsky V., Timushev S. et al. Electrical submersible centrifugal pump units of the new generation for the operation of marginal and inactive wells with a high content of free gas and mechanical impurities. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.*, 2019, vol. 492, art. 012041, doi: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/492/1/012041>
- [11] Trulev A., Timushev S., Lomakin V. Conceptual features of improving the flow-through parts of gas separators of submersible electric pumps systems for the production of formation fluid in order to improve the separating properties, energy efficiency and reliability. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.*, 2020, vol. 779, art. 012036, doi: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/779/1/012036>
- [12] Трулев А.В., Тимушев С.Ф., Ломакин В.О., Каюда М.С. Проблемы разработки месторождений тяжелых нефтей со сложными геологическими условиями и пути их решения. *Нефть газ новации*, 2020, №2, с. 55–60.
- [13] Трулев А.В., Логинов В.Ф., Горбунов С.И., Тимушев С.Ф., Сабиров А.А., Ломакин В.О. *Разработка и опытно-промышленное внедрение погружных УЭЦН концептуально новой конструкции для эксплуатации малодобитных скважин с высоким содержанием свободного газа и механических примесей*. Сборник работ лауреатов Международного конкурса научно технических и инновационных разработок направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отрасли 2019 года.
- [14] Ляпков П.Д. *Движение сферической частицы относительно жидкости в межлопаточном канале рабочего колеса центробежного насоса*. Тр. МИНХ и ГП, 1977, вып. 129, с. 3–36.
- [15] Исаев Г.А., Калан В.А., Петров В.И. *Проектная разработка исследовательского стенда для испытаний газосепараторов погружных насосных установок для добычи нефти*. «СИНТ 2009» Разработка, производство и эксплуатация, турбо-электронасосных агрегатов и систем на их основе. Тр. V Междунар. науч.-техн. конференции, Воронеж, 2009, с. 136–147.
- [16] Исаев Г.А., Калан В.А., Петров В.И., Трулев А.В. Пат. 2425254 Российская Федерация, МПК51 F04D 13/10. *Стенд гидравлических испытаний газосепараторов насосных установок для подачи пластовой жидкости; заявитель и патентообладатель ОАО «Алнас»*. 2009134863/28, заявл. 18.09.09; опубл. 27.03.11, Бюл. № 21. 11 с.
- [17] Трулев А.В., Ситников В.И. Пат. № 2588332 Российская Федерация, МПК51 F04B 51/00, G01F 15/08, F04D 13/10, G01M 99/00. *Стенд для испытания газосепараторов к погружным электронасосным агрегатам; заявитель и патентообладатель ЗАО «Римера»*. 2015129982/06, заявл. 21.07.15; опубл. 27.06.16, Бюл. № 18. 9 с.
- [18] Трулев А.В., Леонов В.В. Пат. РФ № 2647175 Российская Федерация, МПК51 F04B 51/00, F04D 13/10, G01F 15/08, G01M 99/00. *Способ испытаний газосепараторов на газожидкостных смесях и стенд для его осуществления; заявитель и патентообладатель ЗАО «Римера»*. 2017121950, заявл. 21.06.17; опубл. 14.03.18, Бюл. № 8. 13 с.
- [19] Трулев А.В., Тимушев С.Ф., Шмидт Е.М. Особенности стендовых испытаний газосепараторов установок погружных электроцентробежных насосов для добычи нефти. *Нефть газ новации*, 2020, №7, с. 62–69.
- [20] Трулев А.В., Тимушев С.Ф., Ломакин В.О. Концептуальные особенности методики стендовых испытаний газосепараторов установок погружных электроцентробежных насосов для добычи нефти. *Насосы. Турбины. Системы*, 2020, № 2(35), с. 11–27.
- [21] Овсянников Б.Т., Боровский Б.И. *Теория и расчет агрегатов питания жидкостных ракетных двигателей*. Москва, Машиностроение, 1986. 376 с.

References

- [1] Vakhitova R.I., Saracheva D.A., Urazakov D.R. et al. *Povyshenie effektivnosti raboty pogruzhnykh elektrosentrobezhnykh ustanovok pri dobyche nefi s vysokim gazosoderzhaniem* [Improving efficiency of submersible electric centrifugal units in oil production with high gas content]. Almet'yevsk, AGNI Publ., 2019. 104 p. (In Russ.).
- [2] Yakimov S.B., Shportko A.A., Shalagin Yu.Yu. Ways of improving gas separators reliability used to protect electric centrifugal pumps in the deposits of (ESP) PJSC "NK "Rosneft". *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa* [Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex], 2017, no. 1, pp. 33–39. (In Russ.).
- [3] Yakimov S.B. Potential optimization of ESP wear resistance class at Orenburgneft JSC fields. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft"*, 2015, no. 3, pp. 85–92. (In Russ.).
- [4] Dengaev A.V. *Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii skvazhin pogruzhnymi tsentrobezhnymi nasosami pri otkachke gazozhidkostnykh smesey*. Diss. kand. tekhn. nauk [Enhancement of well operation efficiency by submersible centrifugal pumps when pumping gas-liquid mixtures. Kand. tech. sci. diss.]. Moscow, RGU nefi i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2005. 212 p. (In Russ.).
- [5] Kutateladze S.S., Styrikovich M.A. *Gidravlika gazozhidkostnykh sistem* [Hydraulics of gas-liquid systems]. Moscow, Leningrad, Gosenergoizdat Publ., 1958. 231 p. (In Russ.).
- [6] Tong L.S. *Boiling heat transfer and two-phase flow*. CRC Press, 1997. 572 p. (Russ. ed.: *Teplootdacha pri kipenii i dvukhfaznoe techenie*. Moscow, Mir Publ., 1968. 344 p.)
- [7] Ageev Sh.R., Grigoryan E.E., Makienko G.P. *Rossiyskie ustanovki lopastnykh nasosov dlya dobychi nefi i ikh primeneniye* [Russian vane pump installations for oil production and their application]. Perm, Press-Master Publ., 2007. 645 p. (In Russ.).
- [8] Drozdov A.N. *Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefi pogruzhnymi nasosami v oslozhnennykh usloviyakh* [Technology and technique of oil production by submersible pumps in complicated conditions]. Moscow, MAKS Press Publ., 2008. 309 p. (In Russ.).
- [9] Petrov V.I., Chebaevskiy V.F. *Kavitatsiya v vysokooborotnykh lopastnykh nasosakh* [Cavitation in high-speed lobe pumps]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1982. 192 p. (In Russ.).
- [10] Trulev A., Verbitsky V., Timushev S. et al. Electrical submersible centrifugal pump units of the new generation for the operation of marginal and inactive wells with a high content of free gas and mechanical impurities. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.*, 2019, vol. 492, art. 012041, doi: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/492/1/012041>
- [11] Trulev A., Timushev S., Lomakin V. Conceptual features of improving the flow-through parts of gas separators of submersible electric pumps systems for the production of formation fluid in order to improve the separating properties, energy efficiency and reliability. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.*, 2020, vol. 779, art. 012036, doi: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/779/1/012036>
- [12] Trulev A.V., Timushev S.F., Lomakin V.O. et al. Problems and ways to solve the development of heavy oil fields with complex geological conditions. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2020, no. 2, pp. 55–60. (In Russ.).
- [13] Trulev A.V., Loginov V.F., Gorbunov S.I. et al. *Razrabotka i opytno-promyshlennoye vnedreniye pogruzhnykh UETsN kontseptualno novoy konstruksii dlya ekspluatatsii malodebitnykh skvazhin s vysokim soderzhaniem svobodnogo gaza i mekhanicheskikh primesey* [Development and test output introduction of ESP of conceptually new construction for exploitation of low-debit well with high content free gas and mechanical impurities]. V: *Sbornik rabot laureatov Mezhdunarodnogo konkursa nauchno tekhnicheskikh i innovatsionnykh razrabotok, napravlennykh na razvitiye toplivno-energeticheskoy i dobyvayushchey otrasli* [In: Collection of works by laureates of the international contest of scientific, technical and innovative developments aimed at the development of fuel and energy and extractive indust]. Moscow, Format Publ., 2019, pp. 307–310. (In Russ.).
- [14] Lyapkov P.D. Movement of a spherical particle relative to the liquid in the inter-blade channel of a centrifugal pump impeller. *Trudy MINKh i GP*, 1977, no. 129, pp. 3–36. (In Russ.).
- [15] Isaev G.A., Kalan V.A., Petrov V.I. [Design development of a research stand for testing gas separators for submersible pump units for oil production]. *SINT 2009. Razrabotka, proizvodstvo i ekspluatatsiya, turbo-elektronasosnykh agregatov i sistem na ikh osnove*. Tr. V Mezhd. nauch.-tekhn. konf. [Development, Manufacture and Exploitation of Turbo-

- Electric Pumping Units and Systems. Proc. V Int. Sci.-Tech. Conf.]. Voronezh, 2009, pp. 136–147. (In Russ.).
- [16] Isaev G.A., Kalan V.A., Petrov V.I., Trulev A.V. *Stend gidravlicheskih ispytaniy gazoseparatorov nasosnykh ustanovok dlya podachi plastovoy zhidkosti* [Hydraulic test bench for gas separators of pump units for supply of formation fluid]. Patent RU 2425254. Appl. 18.09.2009, publ. 27.07.2011. (In Russ.).
- [17] Trulev A.V., Sitnikov V.I. *Stend dlya ispytaniya gazoseparatorov k pogruzhnym elektronosnym agregatam* [Test bench for testing gas separators to submersible electrically driven pump units]. Patent RU 2588332. Appl. 21.07.2015, publ. 27.06.2016. (In Russ.).
- [18] Trulev A.V., Leonov V.V. *Sposob ispytaniy gazoseparatorov na gazozhidkostnykh smesyakh i stend dlya ego osushchestvleniya* [Method of gas-separators testing on gas-liquid mixtures and bench for its implementation]. Patent RU 2647175. Appl. 21.06.2017, publ. 14.03.2018. (In Russ.).
- [19] Trulev A.V., Timushev S.F., Shmidt E.M. Features of ESP gas separator bench tests for oil production purposes. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2020, no. 7, pp. 59–66. (In Russ.).
- [20] Trulev A.V., Timushev S.F., Lomakin V.O. Conceptual features of the method of bench testing of gas separators for submersible electric centrifugal pumps for oil production. *Nasosy. Turbiny. Sistemy* [Pumps. Turbines. Systems], 2020, no. 2, pp. 11–27. (In Russ.).
- [21] Ovsyannikov B.T., Borovsky B.I. Theory and calculation of power units for liquid rocket engines. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1982. 376 p. (In Russ.).

Статья поступила в редакцию 18.04.2023

Информация об авторах

ТРУЛЕВ Алексей Владимирович — кандидат технических наук, главный инженер-исследователь. ООО «Римера-Алнас» (423450, Альметьевск, Российская Федерация, ул. Сургутская, д. 2, e-mail: aleksey.trulev@rimera.com).

ТИМУШЕВ Сергей Федорович — доктор технических наук, профессор кафедры 202. Московский авиационный институт (национальный исследовательский университет) (125993, Москва, Российская Федерация, Волоколамское ш., д. 4, e-mail: irico.harmony@gmail.com).

ЛОМАКИН Владимир Олегович — доктор технических наук, доцент кафедры «Гидромеханика, гидромашин и гидропневмоавтоматика». МГТУ им. Н.Э. Баумана (105005, Москва, Российская Федерация, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1, e-mail: lomakin@bmstu.ru).

КЛИПОВ Александр Валерьевич — руководитель направления по разработке насосной техники. ООО «Римера-Алнас» (423450, Альметьевск, Российская Федерация, ул. Сургутская, д. 2, e-mail: Aleksandr.Klipov@rimera.com).

Information about the authors

TRULEV Aleksey Vladimirovich — Candidate of Science (Eng.), Chief Research Engineer. ООО «Rimera-Alnas» (423450, Almetevsk, Tatarstan, Russian Federation, Surgutskay St, Bldg. 2, e-mail: aleksey.trulev@rimera.com).

TIMUSHEV Sergey Fedorovich — Doctor of Science (Eng.), Professor Department of 202. Moscow Aviation Institute (National Research University) (125993, Moscow, Russian Federation, Volokolamskoye Shosse, Bldg. 4, e-mail: irico.harmony@gmail.com).

LOMAKIN Vladimir Olegovich — Doctor of Science (Eng.), Associate Professor, Department of Fluid Mechanics, Hydraulic Machines and Hydraulic and Pneumatic Automation. Bauman Moscow State Technical University (105005, Moscow, Russian Federation, 2nd Baumanskaya St., Bldg. 5, Block 1, e-mail: lomakin@bmstu.ru).

KLIPOV Aleksandr Valeryevich — Head of the Pumping Equipment Development Department. ООО Rimera-Alnas (423450, Almetevsk, Tatarstan, Russian Federation, Surgutskay St., Bldg. 2, e-mail: Aleksandr.Klipov@rimera.com).

Просьба ссылаться на эту статью следующим образом:

Трулев А.В., Тимушев С.Ф., Ломакин В.О., Клипов А.В. Особенности повышения надежности и эффективности газосепараторов погружных установок электроцентробежных насосов для добычи пластовой жидкости. *Известия высших учебных заведений. Машиностроение*, 2023, № 5, с. 64–73, doi: 10.18698/0536-1044-2023-5-64-73

Please cite this article in English as:

Trulev A.V., Timushev S.F., Lomakin V.O., Klipov A.V. Features of improving the reliability and efficiency of gas separators of submersible installations of electric centrifugal pumps for the reservoir fluid production. *BMSTU Journal of Mechanical Engineering*, 2023, no. 5, pp. 64–73, doi: 10.18698/0536-1044-2023-5-64-73