

УДК 622.323/621.6.078

doi: 10.18698/0536-1044-2023-6-79-88

Методологические принципы стендовых испытаний газосепараторов установок погружных электроцентробежных насосов для добычи нефти

А.В. Трулев¹, С.Ф. Тимушев², В.О. Ломакин³, Е.М. Шмидт¹

¹ ООО «Римера-Алнас»

² Московский авиационный институт

³ МГТУ им. Н.Э. Баумана

Methodological principles of bench testing the gas separators of the submersible electric centrifugal pump installations in oil production

A.V. Trulev¹, S.F. Timushev², V.O. Lomakin³, E.M. Shmidt¹

¹ Rimeria-Alnas LLC

² Moscow Aviation Institute (National Research University)

³ Bauman Moscow State Technical University

В нефтедобывающих скважинах с высоким содержанием свободного газа повышение эффективности работы центробежных насосов достигается их комплектацией газосепараторами, в которых до поступления на вход насоса у перекачиваемой среды большая часть свободного газа отбирается и отводится в затрубное пространство скважины. Применение газосепараторов является одним из основных способов защиты насосов от вредного влияния свободного газа. В связи с этим актуальной задачей является проведение корректных стендовых испытаний газосепараторов как неотъемлемой части мероприятий, направленных на совершенствование их конструкции и эффективности. Выполнен анализ существующих стендов и методик испытания газосепараторов установок погружных электроцентробежных насосов для добычи нефти. Предложена методика и пневмогидравлическая схема стенда для испытаний газосепаратора с установленной на выходе секцией электроцентробежного насоса. Выработаны методологические принципы стендовых испытаний газосепаратора для определения эффективности отделения свободного газа от газожидкостной смеси.

Ключевые слова: стендовые испытания газосепараторов, установка электроцентробежных насосов, пневмогидравлическая схема стенда, газожидкостная смесь, эффективность отделения газа

Increase in efficiency of the centrifugal pumps used in the oil producing wells with high content of the free gas is achieved by equipping them with the gas separators, where most of the free gas is sorted out from the pumped medium and discharged into the well annular space before entering the pump inlet. Gas separators are one of the main means to protect pumps from the harmful effects of free gas. In this regard, an urgent task is to conduct correct bench tests of the gas separators, as an integral part of measures aimed at improving their design and efficiency. Analysis of the existing benches and test methods for gas separators of the submersible electric centrifugal pump installations for oil production was carried out. Technique and bench pneumohydraulic scheme was proposed for testing a gas separator with a section of the electric centrifugal pump installed at the outlet. Methodological

principles of bench testing the gas separator to determine efficiency of the free gas separation were developed.

Keywords: gas separators, electric submersible pump installations, bench pneumohydraulic scheme, gas-liquid mixture, gas separation efficiency

В настоящее время более двух третей нефти добывается с помощью установок погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН). Одним из основных способов интенсификации добычи и повышения коэффициента извлечения нефти является повышение депрессии на пласт путем снижения забойного давления.

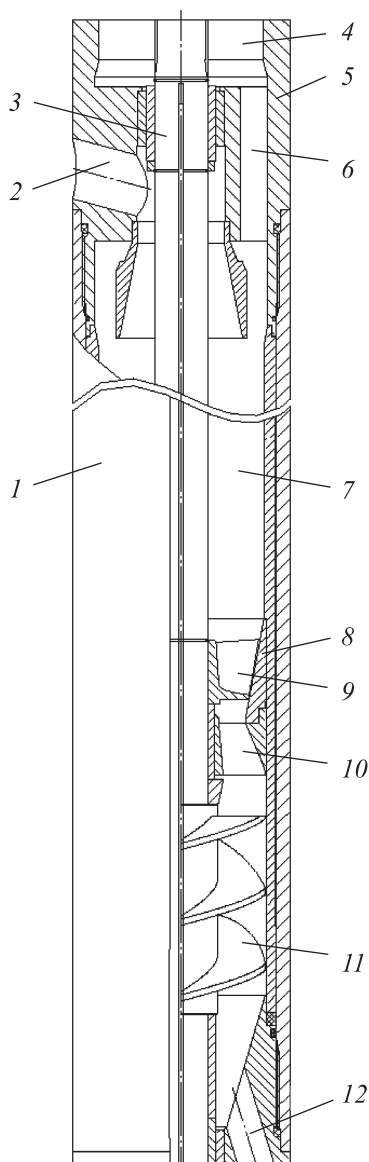


Рис. 1. Конструктивная схема ГС:
1 — корпус; 2 — выкидные отверстия для отсепарированного газа; 3 — вал; 4 — выход; 5 — головка; 6 — выходные отверстия; 7 — сепарационная камера; 8 — конусная гильза; 9 — осевое колесо; 10 — направляющий аппарат; 11 — шнек; 12 — основание с входными отверстиями

При наличии свободного газа (далее газ) заметно снижаются эффективность погружного насосного оборудования, коэффициент полезного действия (КПД) и напор.

В нефтяных скважинах с высоким содержанием газа повышение эффективности работы электроцентробежных насосов (ЭЦН) достигается применением газосепараторов (ГС), в которых до поступления на вход насоса у перекачиваемой среды большая часть газа отбирается и отводится в затрубное пространство скважины.

ГС (рис. 1) — важный элемент УЭЦН, защищающий ее от вредного влияния газа. В связи с этим становится актуальным проведение корректных стендовых испытаний ГС как неотъемлемой части мероприятий, направленных на совершенствование их конструкции.

Стенды для испытаний ГС появились практически у всех ведущих производителей погружных установок. Однако до сих пор нет общепризнанной методики испытаний ГС на эффективность отделения газа и стенда для ее реализации. Корректная методика испытаний необходима для улучшения конструкции ГС.

Цель работы — анализ существующих стендов и методик, выработка на его основе методологических принципов проведения стендовых испытаний ГС.

Рассмотрены две новые методики и пневмогидравлические схемы (ПГС) стендов для их реализации.

Первая методика позволяет выполнять сравнительные исследования ГС на серийных горизонтальных стендах испытания секций ЭЦН с минимальными дополнительными доработками, вторая — достаточно полно моделировать испытания в скважине и делать замеры в проточной части ГС.

Две основные методики стендовых испытаний ГС на эффективность сепарации газа. Существуют две основные методики испытаний ГС на эффективность сепарации газа и, соответственно, две ПГС стендов.

В ПГС стенда для реализации первой методики ГС установлен в трубе, имитирующей

скважинную колонну, на вход которой поступает поток газожидкостной смеси (ГЖС) [1–4]. В ПГС стенда для второй методики поток ГЖС подается непосредственно на вход ГС, снаружи которого в области выходных отверстий для удаления отсепарированного газа герметично установлен кожух, имитирующий скважинную колонну [5–8].

Достоинством первой методики является наиболее полная и точная имитация работы ГС в скважине с получением интегральной характеристики. Сепарация газа складывается из сепарации газа на входе основания (когда часть газа проходит мимо входа в ГС) и принудительной сепарации внутри ГС. Но так как ГС установлен в трубе, трудно измерить параметры потока внутри проточной части, хотя для ее совершенствования необходима именно эта информация. Невозможно определить, какая часть газа вошла в ГС, так как это зависит от многих факторов.

Недостаток первой методики заключается в трудности получения информации, необходимой для совершенствования проточной части внутри ГС.

Достоинством второй методики служит то, что ГЖС подается непосредственно на вход испытуемого ГС, вследствие чего точно известно, сколько газа вошло в ГС. Информация об эффективности сепарации газа внутри ГС и возможность замера параметров потока внутри ГС позволяют оценить работу элементов проточной части.

Недостатком второй методики является необходимость искусственного поддержания разницы давлений на входе в ГС и снаружи в области отверстий для выхода отсепарированного газа, что можно сделать лишь с некоторой погрешностью. Эта методика не учитывает эффективность подводящих и отводящих каналов основания и головки ГС. Также возникают трудности при моделировании поступления жидкости снаружи в каналы для отвода газа.

Анализ первой методики и стенда для ее реализации. Принципиальная схема стенда, разработанного специалистами РГУ им. И.М. Губкина, описана в работах [4, 9–11]. В качестве модельной жидкости использована вода с добавлением в нее поверхностно-активного вещества Dissolvan-4411 с объемной концентрацией 0,05 %.

Диспергирование ГЖС на входе в ГС осуществляет эжектор, в камере смешения которого происходит дробление газа. После эжектора ГЖС поступает в модель скважины, в которой установлены ГС и секция ЭЦН, состоящая из двенадцати ступеней [3, 4]. В ГС большая часть газа сепарируется и отводится в модель скважины. Дегазированная жидкость с частично оставшимся газом через гидролинию сбрасывается в бак.

Первая методика и стенд для ее реализации имеют следующие пять недостатков.

1. Подачу ГЖС можно менять только дискретно, так как эжектор, размещенный на входе в колонну, имеет сменные сопла. При установленном сопле подача жидкости не меняется, испытания проходят при ее установленном начальном значении, на которое настроен расход ГС. подача газа может увеличить расход ГЖС в 2–3 раза. Вся избыточная подача протекает мимо ГС. Происходит имитация работы в фонтанирующей скважине, в которой УЭЦН обычно не используют. Нарушаются условия течения потока на входе в ГС и в области отверстий для выхода газа [6]. С учетом того, что подача ГЖС самого ГС снижается при работе на ГЖС, скорость фонтанирования потока увеличивается.

2. УЭЦН испытывают в составе ГС и смонтированного на выходе погружного насоса, в состав которого входят двенадцать ступеней с оптимальной подачей, примерно совпадающей с подачей ГС. Но работа такого насоса очень чувствительна к дисперсности ГЖС и давлению на входе [9, 12]. Соответственно, диспергирующие устройства и элементы, расположенные в головке ГС и на его выходе, заметно меняют работу УЭЦН.

В этих условиях, как показано в статьях [1, 2], сходные по конструкции ГС имеют разную эффективность по причине установки на выходе одного из них диспергирующего элемента. Поддачи ГЖС через ГС одинаковой конструкции могут различаться и быть заметно меньше, чем начальная подача ГЖС через эжектор за счет диспергирующего модуля. Но именно начальная подача ГЖС через эжектор указана на графиках для коэффициента сепарации и допустимого содержания газа на входе в насос [1, 2].

3. Работа ГС с маломощным насосом, состоящим из двенадцати ступеней, становится зависимой от площади входных и выходных отверстий для жидкости в основании и головке ГС.

В реальной скважине при работе с полноразмерным насосом из 500 ступеней, который принудительно прокачивает через ГС определенный расход ГЖС, такой зависимости нет.

4. На выходе из колонны установлен гравитационный ГС для подготовки стеновой жидкости, эффективность которого в 100–1000 раз меньше, чем у центробежного ГС. Поэтому приходится несколько часов ожидать разделения жидкой и газовой фаз для каждого измерения, а испытания одного ГС затягиваются на несколько дней.

5. Результатом испытаний является зависимость допустимого содержания газа на входе в насос от начальной подачи жидкости. Однако ее реальная подача через ГС, как показано в статьях [1, 2], может оказаться заметно меньшей, вследствие чего возникает неточность в оценке эффективности изделия.

Несмотря на недостатки, первая методика и стенд для ее реализации позволяют сравнивать подобные конструкции ГС, результатам сравнительных испытаний можно доверять.

Однако при испытаниях ГС и этого же ГС с установленным на выходе диспергирующим модулем будут получены различные результаты эффективности сепарации газа. Это свидетельствует о недостатках первой методики и стенда для ее реализации, так как никакие диспергирующие устройства, установленные на выходе из ГС, не могут влиять на его работу и не меняют структуру потока внутри ГС.

На ПГС, приведенной в работах [8, 13], указанные недостатки устранены. Вместо эжектора на входе в колонну установлен роторный диспергатор, подачу которого можно плавно менять. Добавлено дополнительное сепарирующее устройство, имитирующее сепарацию ГЖС в колонне, удаление газа и возвращение жидкости.

Анализ второй методики и стенда для ее реализации. Принципиальная схема стенда с узлом для отвода отсепарированного газа в виде кожуха, приведена в статьях [6–8]. Стенд, разработанный специалистами АО «Римера» (ООО «Алнас»), защищен патентами [11, 14].

При испытаниях в непрерывном режиме, которые являются наиболее точными и быстрыми, целесообразно использовать центробежный ГС для разделения жидкости и газа мелкодисперсной ГЖС, вышедшей из узла отвода газа. ПГС с дополнительным центробежным ГС

описана в статье [8]. Однако в этом случае работа стенда требует специальной настройки на каждый режим.

При использовании ГС гравитационного типа для разделения жидкости и газа в установленном режиме работы необходимо перенаправить поток ГЖС, вышедшей из узла отвода газа, в специальный мерный бак. Время на разделение мелкодисперсной смеси может увеличиться в 100 раз и составлять для одного режима работы несколько часов, но процесс испытаний упрощается [7].

Работа лопастных гидромашин на паро- и газожидкостных смесях рассмотрена в трудах [17–22].

Методика для сравнительных испытаний ГС. Принципиальная ПГС стенда АО «Римера» для реализации новой методики испытаний с подводом ГЖС на вход в ГС и с секцией ЭЦН, установленной на выходе из ГС, приведена на рис. 2. Предлагаемая методика позволяет просто, быстро и качественно проводить предварительные сравнительные испытания различных конструктивных вариантов ГС.

К отличительным особенностям новой методики можно отнести то, что результатом испытаний будет сравнение напоров секции ЭЦН, установленной на выходе из ГС (рис. 3). Простота и существенно меньшее время, затрачиваемое на исследования, позволяют быстро провести предварительные испытания, проверить большое количество новых вариантов ГС и выбрать лучшие.

Стенд содержит испытуемый ГС 4 с основанием 3 и выкидными отверстиями 6 в головке, а также гидролинию отвода отсепарированной жидкости 2, линии подвода жидкости 12 и газа 11, которые объединены в линию подвода ГЖС, выполненную в виде входного модуля с диспергатором 9.

Головка (выход) диспергатора во время испытаний ГС соединена с основанием ГС. Снаружи выкидных отверстий установлен кожух 5 узла отвода газа герметично по отношению к ГС. Кожух соединен гидролинией 8 с атмосферой и входом в бак 1.

Следует отметить, что площадь сечения гидролинии 8 должна быть сравнима с суммарной площадью отверстий для выхода газа в головке ГС, а сифонный эффект — устранен.

В гидролинии 8 установлен регулирующий клапан КРЗ, поддерживающий заданное значе-

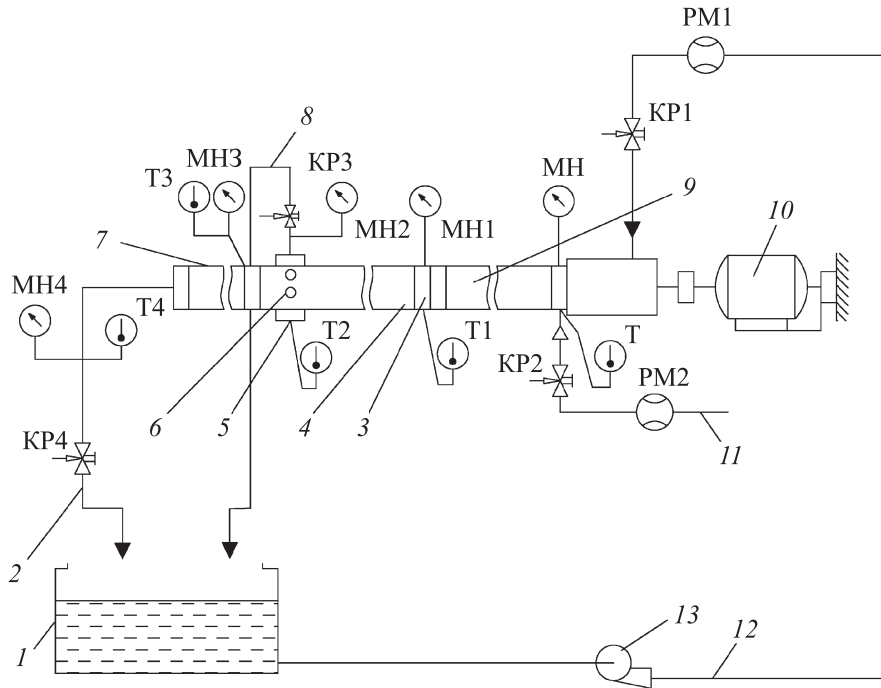


Рис. 2. Принципиальная ПГС стэнда АО «Римера» для испытаний с подводом ГЖС на вход в ГС и секцией ЭЦН, установленной на выходе из ГС

ние давления в кожухе. Жидкость (вода), циркулирующая в стенде, содержится в баке.

Поступающие в ГС расходы жидкости и газа измеряются расходомерами РМ1 и РМ2 соответственно. Вышедшая из выкидных отверстий ГЖС через кожух и гидролинию 8 поступает в бак без измерения расхода. Приводом для УЭЦН с ГС служит электродвигатель 10.

На выходе из ГС установлена секция ЭЦН, рабочий диапазон которой должен совпадать с подачей ГС. Выход из этой секции через гидролинию отвода отсепарированной жидкости соединен с баком. Если площадь свободной поверхности бака недостаточна для сепарации ГЖС, то на выходе гидролинии 2 можно установить сепарирующее устройство, например, в виде полочного сепаратора.

Подача через ГС и, соответственно, через секцию ЭЦН должна задаваться регулирующим клапаном КР4. Жидкость подается в сеть насосом 13.

Давление и температуру на входе в диспергатор измеряют манометр МН и термометр Т, на входе в ГЗ — МН1 и Т1, в кожухе — МН2 и Т2, на выходе из ГС — МН3 и Т3, на выходе из секции ЭЦН — МН4 и Т4.

Давление в зоне отверстий для выхода газа p_2 должно задаваться и поддерживаться равным сумме давлений: на входе в ГС и давления

от веса столба ГЖС высотой от входа до отверстий для выхода газа.

Объемное содержание газа в ГЖС определяется выражением

$$\beta = \frac{Q_{\text{г}}}{Q_{\text{г}} + Q_{\text{ж}}},$$

где $Q_{\text{г}}$ и $Q_{\text{ж}}$ — расходы газа и жидкости, подводимые на вход в ГС, замеренные расходомерами РМ1 и РМ2 (расход газа следует привести к давлению на входе в ГС).

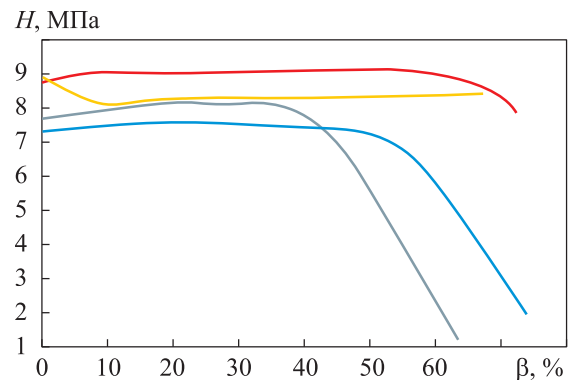


Рис. 3. Зависимости напора H от объемного содержания газа в ГЖС β , полученные при сравнительных испытаниях первого (—), второго (—), третьего (—) и четвертого (—) вариантов конструкции ГС2А с установленной на выходе секцией 2А-60 при подаче воды на вход ГС $Q = 70 \text{ м}^3/\text{сут}$

Примерный расчет требуемого перепада давлений можно сделать по формуле

$$p_2 = p_1 - \rho_{\text{см}} g h_c \cos \alpha, \quad (1)$$

где p_2 — давление в зоне отверстий для выхода газа, измеряемое манометром МН2; p_1 — давление на входе в ГС, измеряемое манометром МН1; $\rho_{\text{см}}$ — плотность ГЖС; g — ускорение; h_c — расстояние между входом в ГС и отверстиями для выхода газа; α — угол между осью ГС, функционирующего в наклонной скважине, и вертикальной осью, работа которого моделировалась на стенде; $h_c \cos \alpha$ — разница по высоте между отверстиями для входа и выхода газа с учетом отклонения ГС от вертикали.

Плотность ГЖС

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{ж}} (1 - \varphi) + \rho_{\text{г}} \varphi.$$

Здесь $\rho_{\text{ж}}$ и $\rho_{\text{г}}$ — плотности жидкости и газа, приведенные к давлению на входе в ГС; φ — мгновенное значение доли сечения потока, занятого газовой фазой, т. е. истинное содержание газа в ГЖС [15, 16],

$$\varphi = \frac{S_{\text{г}}}{S},$$

где $S_{\text{г}}$ — площадь, занятая газовой фазой; S — площадь сечения канала.

В связи с тем, что скорость движения газовой фазы при перемещении потока ГЖС вверх больше, чем у жидкости, плотность ГЖС будет выше по сравнению с вариантом, при котором скорости движения обеих фаз одинаковы.

Разница учитывается увеличивающим коэффициентом k , зависящим от диаметра пузырьков газа, градиента давления, плотности и других параметров:

$$\rho_{\text{см}} = k \frac{Q_{\text{г}} \rho_{\text{г}} + Q_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}}}{Q_{\text{г}} + Q_{\text{ж}}}.$$

Увеличивающий коэффициент k можно определить экспериментально, измерив давления в восходящем потоке ГЖС между трубами, имитирующими пространство между ГС и обсадной колонной скважины. При расчете можно получить лишь его приближенное значение.

При объемном содержании газа в ГЖС $\beta = 50$ % увеличивающий коэффициент будет находиться в пределах 1...2. Для эксперимента в первом приближении можно принять коэффициент k равным 1,5. Давление p_2 регулируется клапаном КР3 по показаниям манометра МН2.

Таким образом, при испытаниях на горизонтальном стенде можно имитировать работу ГС при любых углах его установки в скважине.

Стендовые испытания, моделирующие работу ГС в горизонтальной скважине, приведены в патенте [14].

При сравнительных испытаниях ГС следует обеспечивать одинаковое давление на входе в ГС, для чего используют клапан поддержания давления после себя КР1.

Порядок испытаний. Перед испытаниями начальное состояние всех вентилях, кранов и клапанов — закрытое; электроприводы насоса ГС не включены.

Алгоритм испытаний включает в себя следующие шаги:

1) открытие запорных клапанов в гидролинии подвода воды; включение насоса и электродвигателя, приводящего в действие ГС и диспергатор;

2) открытие регулирующего клапана КР4, устанавливающего подачу жидкости в ГС, соответствующую примерно $1/N$ максимального запланированного расхода, где N — количество снимаемых экспериментально точек; измерение давления и подачи жидкости;

3) открытие регулирующего клапана КР2, задающего подачу газа, равную примерно $1/M$ максимального запланированного расхода, где M — количество снимаемых экспериментально точек; поступление воздуха в диспергатор, образование ГЖС;

4) установление регулирующим клапаном КР3 требуемой разницы давлений между входом в ГС и затрубным пространством в области отверстий для выхода газа в соответствии с формулой (1);

5) открытие клапана КР4 при необходимости для поддержания постоянного расхода жидкости на выходе из ГС и секции ЭЦН и, соответственно, постоянного давления на выходе из ГС и секции ЭЦН; поддержание требуемой разницы давлений по п. 4; автоматическое поддержание одинакового постоянного давления на входе в ГС клапаном поддержания давления после себя КР1;

6) измерение подачи жидкости и газа на входе в УЭЦН расходомерами РМ1 и РМ2 после достижения установившегося режима работы;

7) установление регулирующим клапаном КР2 подачи газа, равной примерно $2/M$ максимального запланированного расхода воздуха;

повтор процедуры измерений (начиная с п. 3) до достижения максимального запланированного расхода воздуха или расхода воздуха, при котором наступает срыв подачи секции ЭЦН.

8) установление регулированием клапана КР4 подачи жидкости, соответствующей примерно $2/N$ максимального запланированного расхода; повтор процедуры измерений (начиная с п. 2) до достижения максимального запланированного расхода жидкости.

Для правильного моделирования работы ГС в скважине следует поддерживать:

- перепад давлений на входе в ГС и на выходе из отверстий для отвода отсепарированного газа (измеряемого манометрами МН2 и МН1) равным перепаду давлений в этих точках в реальной скважине;

- расход жидкости на выходе из ГС неизменным и равным расходу, установленному регулирующим клапаном КР4 до начала подачи газа, при испытаниях с различным содержанием газа;

- одинаковое постоянное давление на входе в ГС клапаном поддержания давления после себя КР1 при всех режимах испытаний.

Выводы

1. Выполнен анализ существующих стендов и методик для испытаний ГС погружных роторных установок для добычи пластовой жидкости.

2. Приведены методологические принципы проведения стендовых испытаний ГС.

3. Рассмотрены две новые методики и ПГС стендов для их реализации. Первая позволяет проводить сравнительные исследования ГС на серийных горизонтальных стендах испытания секций ЭЦН с минимальными дополнительными доработками, вторая — достаточно полно моделировать испытания в скважине и делать замеры в проточной части ГС.

Литература

- [1] Деньгаев А.В., Дроздов А.Н., Вербицкий В.С. Испытания газосепараторов габарита 5А к центробежным электронасосам. *Нефтяное хозяйство*, 2004, № 6, с. 96–99.
- [2] Игrevский Л.В., Дроздов А.Н., Деньгаев А.В. и др. Стендовые испытания газосепараторов к погружным центробежным насосам. *Нефтепромышленное дело*, 2002, № 9, с. 28–32.
- [3] *Разработка газосепаратора в габарите 5 со сменными шнеками*. Отчет о НИР по договору № 80-12/05-01-12 от 15.02.2012. Москва, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. 159 с.
- [4] *Обоснование и разработка рациональной ПГС стенда для экспериментальных исследований характеристики газосепараторов*. Информационный отчет по теме договора №113-УК/61-07 от 14.10.2007. Москва, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. 80 с.
- [5] *Стендовые испытания газосепаратора и газосепаратора — диспергатора 4 габарита*. Отчет по договору № АЛН-ДВОУПТ/0996/18 от 19.12.2018 г. по теме. Москва, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2018. 63 с.
- [6] 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 Межд. науч.-тех. конф.* Воронеж, 2009, с. 136–147.
- [7] 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. 59–66.
- [8] 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, с. 11–27
- [9] Миронов Ю.С., Гафуров О.Г., Асылгареев А.Н. Особенности совместной работы ступеней погружного электроцентробежного насоса при откачке газожидкостной смеси. *Сб. аспирантских работ УФНИИ*, 1970, № 4, с. 146–168.
- [10] Рахматуллин Ш.И. *Кавитация в гидравлических системах магистральных нефтепроводов*. Москва, Недра, 1986. 165 с.
- [11] Калан В.А., Исаев Г.А., Петров В.И. и др. *Стенд гидравлических испытаний газосепараторов насосных установок для подачи пластовой жидкости*. Патент РФ 2425254. Заявл. 18.09.2009, опубл. 27.07.2011.

- [12] Дроздов А.Н. *Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях*. Москва, МАКС Пресс, 2008. 309 с.
- [13] Трулев А.В., Ситников В.И. *Стенд для испытания газосепараторов к погружным электронасосным агрегатам*. Патент РФ 2588332. Заявл. 21.07.2015, опубл. 27.06.2016.
- [14] Трулев А.В., Леонов В.В. *Способ испытаний газосепараторов на газожидкостных смесях и стенд для его осуществления*. Патент РФ 2647175. Заявл. 21.06.2017, опубл. 14.03.2018.
- [15] Кутателадзе С.С., Стырикович М.А. *Гидравлика газожидкостных систем*. Москва, Ленинград, Госэнергоиздат, 1958. 231 с.
- [16] Тонг Л. *Теплоотдача при кипении и двухфазное течение*. Москва, Мир, 1968. 344 с.
- [17] Колпаков Л.Г., Рахматуллин Ш.И. *Кавитация в центробежных насосах при перекачке нефти и нефтепродуктов*. Москва, Недра, 1980. 143 с.
- [18] Яременко О.В. *Испытания насосов*. Москва, Машиностроение, 1976. 222 с.
- [19] Петров В.И., Чебаевский В.Ф. *Кавитация в высокооборотных лопастных насосах*. Москва, Машиностроение, 1982. 192 с.
- [20] Трулев А.В., Тимушев С.Ф., Ломакин В.О. и др. Проблемы разработки месторождений тяжелых нефтей со сложными геологическими условиями и пути их решения. *Нефть. Газ. Новации*, 2020, № 2, с. 55–60.
- [21] 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>
- [22] Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. *Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение*. Пермь, Пресс-Мастер, 2007. 645 с.

References

- [1] Dengaev A.V., Drozdov A.N., Verbitskiy V.S. Tests of gas separators of 5a gabarit to centrifugal electropumps. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry], 2004, no. 6, pp. 96–99. (In Russ.).
- [2] Igevskiy L.V., Drozdov A.N., Dengaev A.V. et al. Bench testing of gas separators for submersible centrifugal pumps. *Neftpromyslovoe delo* [Oilfield Engineering], 2002, no. 9, pp. 28–32. (In Russ.).
- [3] *Razrabotka gazoseparatora v gabarite 5 so smennymi shnekami*. Otchet o NIR po dogovoru no. 80-12/05-01-12 ot 15.02.2012 [Development of a gas separator in size 5 with replaceable augers. Report on the research contract no. 80-12 / 05-01-12 of 15.02.2012]. Moscow, RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2015. 159 p. (In Russ.).
- [4] *Obosnovanie i razrabotka ratsionalnoy PGS stenda dlya eksperimentalnykh issledovaniy kharakteristiki gazoseparatorov*. Informatsionnyy otchet po teme dogovora no.113-UK/61-07 ot 14.10.2007 [Substantiation and development of rational PGS test bench for experimental studies of gas separators characteristics. Information report on the research contract no. 113-UK/61-07 of 14.10.2007]. Moscow, RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2007. 80 p. (In Russ.).
- [5] *Stendovye ispytaniya gazoseparatora i gazoseparatora — dispergatora 4 gabarita*. Otchet po dogovoru no. ALN-DVOUPT/0996/18 ot 19.12.2018 g. po teme [Bench tests of gas separator and a gas separator-dispersant of the 4-th size. Report on the research contract no. ALN-DVOUPT/0996/18 of 19.12.2018]. Moscow, RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2018. 63 p. (In Russ.).
- [6] 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.-tekh. 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.).
- [7] 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.).

- [8] 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.).
- [9] Mironov Yu.S., Gafurov O.G., Asylgareev A.N. Features of joint work of submersible electric centrifugal pump stages at pumping gas-liquid mixture. *Sb. aspirantskikh rabot UFNII* [Collection of post-graduate papers of UFNII], 1970, no. 4, pp. 146–168.
- [10] Rakhmatullin Sh.I. *Kavitatsiya v gidravlicheskiykh sistemakh magistralnykh nefteprovodov* [Cavitation in hydraulic systems of main oil pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 165 p. (In Russ.).
- [11] Kalan V.A., Isaev G.A., Petrov V.I. et al. *Stend gidravlicheskiykh 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.).
- [12] 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.).
- [13] Trulev A.V., Sitnikov V.I. *Stend dlya ispytaniya gazoseparatorov k pogruzhnym elektronasosnym 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.).
- [14] 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.).
- [15] Kutateladze S.S., Styrikovich M.A. *Gidravlika gazozhidkostnykh sistem* [Hydraulics of gas-liquid systems]. Moscow, Leningrad, Gosenergoizdat Publ., 1958. 231 p. (In Russ.).
- [16] 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.)
- [17] Kolpakov L.G., Rakhmatullin Sh.I. *Kavitatsiya v tsentrobezhnykh nasosakh pri perekachke nefi i nefteproduktov* [Cavitation in centrifugal pumps during pumping of oil and oil products]. Moscow, Nedra Publ., 1980. 143 p. (In Russ.).
- [18] Yaremenko O.V. *Ispytaniya nasosov* [Testing of pumps]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1976. 222 p. (In Russ.).
- [19] 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.).
- [20] 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.).
- [21] 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>
- [22] Ageev Sh.R., Grigoryan E.E., Makienko G.P. *Rossiyskie ustanovki lopastnykh nasosov dlya dobychi nefi i ikh primenenie* [Russian vane pump installations for oil production and their application]. Perm, Press-Master Publ., 2007. 645 p. (In Russ.).

Информация об авторах

ТРУЛЕВ Алексей Владимирович — кандидат технических наук, главный инженер-исследователь. Отдел исследований инженерно-исследовательского управления. 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, гидромашины и гидропневмоавтоматика». МГТУ им. Н.Э. Баумана (105005, Москва, Российская Федерация, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1, e-mail: lomakin@bmstu.ru).

ШМИДТ Евгений Мстиславович — начальник инженерно-исследовательского управления. ООО «Римера-Алнас» (423450, Альметьевск, Российская Федерация, ул. Сургутская, д. 2, e-mail: Evgeniy.Shmidt@rimera.com).

Просьба ссылаться на эту статью следующим образом:

Трулев А.В., Тимушев С.Ф., Ломакин В.О., Шмидт Е.М. Методологические принципы стендовых испытаний газосепараторов установок погружных электроцентробежных насосов для добычи нефти. *Известия высших учебных заведений. Машиностроение*, 2023, № 6, с. 79–88, doi: 10.18698/0536-1044-2023-6-79-88

Please cite this article in English as:

Trulev A.V., Timushev S.F., Lomakin V.O., Shmidt E.M. Methodological principles of bench testing the gas separators of the submersible electric centrifugal pump installations in oil production. *BMSTU Journal of Mechanical Engineering*, 2023, no. 6, pp. 79–88, doi: 10.18698/0536-1044-2023-6-79-88

Information about the authors

TRULEV Aleksey Vladimirovich — Candidate of Science (Eng.), Chief research Engineer of the Engineering and Research Department. Rimera-Alnas LLC (423450, Almetevsk, Tatarstan, Russian Federation, Surgutskay St., Bldg. 2, e-mail: aleksey.trulev@rimera.com).

TIMUSHEV Sergey Fedorovich — Doctor of Science (Eng.). 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 Sciences (Engineering), Associate Professor, Department of Hydro 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).

SHMIDT Evgeniy Mstislavovich — Head of the Department of Engineering and Research. Rimera-Alnas LLC (423450, Almetevsk, Tatarstan, Russian Federation, Surgutskay St., Bldg. 2, e-mail: Evgeniy.Shmidt@rimera.com).