УДК 622.276.012+622.276.53

Совершенствование эксплуатации насосно-эжекторных систем при изменяющихся расходах попутного нефтяного газа

А.Н.ДРОЗДОВ¹, Я.А.ГОРБЫЛЕВА²✉¹ Российский университет дружбы народов, Москва, Россия² Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина, Москва, Россия

Применение насосно-эжекторных систем для утилизации попутного нефтяного газа снижает негативное влияние на окружающую среду от его сжигания на факеле, а также позволяет реализовывать перспективный метод водогазового воздействия на пласт, эффективно увеличивающий нефтеотдачу. Не менее целесообразным является использование насосно-эжекторных систем при эксплуатации нефтяных скважин с высоким газовым фактором, низкими забойными давлениями для увеличения дебитов и повышения межремонтного периода.

Существенное изменение расхода попутного нефтяного газа во времени является серьезной проблемой для эффективной эксплуатации насосно-эжекторных систем при утилизации попутного нефтяного газа. Для обеспечения рациональной работы насосно-эжекторной системы при условии изменяющегося расхода попутного нефтяного газа были проведены экспериментальные исследования характеристик жидкостно-газового эжектора. В статье изложены результаты проведенных исследований, получены напорно-энергетические характеристики исследуемого струйного аппарата при различных значениях давления рабочего потока перед соплом эжектора. Установлена возможность адаптации работы насосно-эжекторных систем к изменениям расхода откачиваемого газа, регулируемого рабочим давлением и расходом жидкости через сопло.

Для успешного изменения работы насосно-эжекторной системы рассматривается возможность частотного регулирования вращения вала насоса при изменении расхода газа в небольшом диапазоне значений. При большом различии в значениях возможного расхода попутного нефтяного газа рекомендуется дополнение частотного регулирования методом периодической кратковременной эксплуатации. Отмечается возможность повышения эффективности работы насосно-эжекторной системы при использовании в качестве рабочей жидкости растворов солей с концентрацией, способствующей подавлению коалесценции пузырьков.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ; насосно-эжекторные системы; характеристика жидкостно-газового эжектора; частотное регулирование; периодическая кратковременная эксплуатация

Как цитировать эту статью: Дроздов А.Н. Совершенствование эксплуатации насосно-эжекторных систем при изменяющихся расходах попутного нефтяного газа / А.Н.Дроздов, Я.А.Горбылева // Записки Горного института. 2019. Т. 238. С. 415-422. DOI: 10.31897/PMI.2019.4.415

Введение. Одной из важнейших проблем нефтяной промышленности является нерациональное сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) на факелах. В мире ежегодно сгорает около 150 млрд м³ ПНГ, при этом Россия находится среди мировых лидеров по факельному сжиганию ПНГ. В 2017 г. в нашей стране сгорело в факелах 12,9 млрд м³, или 13,1 % от общей добычи ПНГ [14]. Причин нерационального использования ПНГ достаточно много. Так, низконапорный газ конечных ступеней сепарации зачастую сжигается из-за нерентабельности строительства для его утилизации дорогостоящих компрессорных станций. Вместе с тем известно, что утилизировать низконапорный газ можно с применением простых по конструкции и надежных насосно-эжекторных систем, не требующих высоких капитальных вложений [3]. В состав данных систем входят струйные аппараты (эжекторы, струйные насосы, жидкостно-струйные компрессоры), насосы для привода в действие эжекторов, а также сепараторы, трубопроводная арматура, контрольно-измерительные приборы [5, 12]. Помимо утилизации ПНГ в газопровод или нефтесборный коллектор [3, 5, 11, 12] перспективным вариантом использования попутного газа с помощью насосно-эжекторных систем является водогазовое воздействие на пласт [1, 4, 6, 16, 17]. Однако расходы факельного газа, требующего утилизации, как показывает промысловая практика, заметно меняются в процессе эксплуатации. Поэтому актуальной задачей является разработка способа работы насосно-эжекторных систем, обеспечивающих их эффективную адаптацию к существенному изменению расхода газа. Данная задача имеет большое практическое значение и для рациональной эксплуатации нефтяных скважин, оборудованных установками погружных центробежных насосов УЭЦН с эжекторами при откачке газа струйными аппаратами из затрубного пространства в колонну насосно-компрессорных труб (НКТ).

Рис.1. Принципиальная схема насосно-эжекторной системы

Рис.2. Динамика изменения суточного расхода ПНГ

Газ по линии нагнетания 2 далее идет на осушку и затем направляется в газопровод. Поскольку при циркуляции вода смешивается с газом и вследствие этого частично испаряется, по мере необходимости следует осуществлять подпитку сепаратора 3 водой по линии подачи воды 5. Кроме того, вода, перекачиваемая по замкнутому контуру системы, нагревается при прохождении через насос 1. Поэтому в тех случаях, когда отвод тепла в окружающую среду и унос тепла перекачиваемой средой являются недостаточными, целесообразно снижать температуру рабочей жидкости путем подачи по линии 5 в сепаратор 3 некоторого количества охлаждающей воды и отвода по линии 1 такого же расхода нагретой воды.

Методики расчета характеристики и подбора наиболее подходящей проточной части эжектора по заданным параметрам эксплуатации приведены в работах [3, 5, 9]. Однако непостоянство во времени расхода откачиваемого газа может серьезно осложнить эксплуатацию системы.

В качестве примера существенных изменений расхода ПНГ во времени на рис.2 приведены фактические промысловые замеры суточного расхода Q_g низконапорного попутного нефтяного газа концевой ступени сепарации, сжигаемого на факеле низкого давления установки предварительного сброса воды (УПСВ) «Самодуровская» в течение первой половины октября 2016 г.

Значения расхода газа в течение двух недель претерпевают существенные изменения, причем минимальный ($650 \text{ м}^3/\text{сут}$) и максимальный ($8880 \text{ м}^3/\text{сут}$) расходы отличаются друг от друга в 13,7 раз. Это вызвано нестационарными процессами разработки и эксплуатации трех нефтяных месторождений (Самодуровского, Ефремо-Зыковского и Спасского), продукция которых поступает на УПСВ «Самодуровская». Скважины останавливаются и запускаются, на них производятся текущие и капитальные ремонты, и все это влияет на расходы нефти, газа и воды, поступающих на УПСВ. Кроме того, нестабильность расходов вызывают остановки скважин для проведения ремонта промысловых трубопроводов и замены групповых замерных установок «Спутник» и последующие запуски скважин в работу. Ряд скважин, в том числе высокообводненных, находится в периодической эксплуатации, что также вносит свой вклад в нестационарное поступление флюидов на УПСВ и, соответственно, в изменение расходов низконапорного попутного нефтяного газа, который необходимо утилизировать.

Постановка проблемы. Одна из принципиальных схем насосно-эжекторной системы для утилизации низконапорного ПНГ путем его нагнетания в газопровод показана на рис.1. Система содержит эжектор 7, насос 6, сепаратор 3, всасывающую линию 10 насоса 6, нагнетательную линию 9 насоса 6, линию откачки низконапорного газа 8, линию нагнетания водогазовой смеси 4, линию нагнетания отсепарированного газа 2, линию подачи воды 5 и линию отвода воды 1. В сепараторе находится рабочая жидкость. В качестве жидкости могут применяться пресная и минерализованная вода, а также водонефтяные эмульсии, нефть, конденсат и т.п.

Система работает следующим образом. Вода из сепаратора 3 поступает на вход насоса 6 по всасывающей линии 10. Насос 6 нагнетает воду по линии 9 в сопло эжектора 7, который откачивает попутный газ по линии 8 из сепарационной установки нефтепромысла. После эжектора 7 смесь с повышенным давлением направляется по линии нагнетания водогазовой смеси 4 в сепаратор 3, где происходит отделение газа от воды.

Такое существенное (более чем в 13 раз) изменение расхода низконапорного ПНГ во времени является серьезной проблемой для эффективной эксплуатации насосно-эжекторных систем и требует для своего решения экспериментальных исследований.

Помимо утилизации попутного газа насосно-эжекторные системы позволяют расширить область применения УЭЦН в нефтяных скважинах с осложненными условиями эксплуатации. Кроме того, струйные аппараты намного лучше работают по сравнению с лопастными насосами при откачке газа и газожидкостных смесей. При эксплуатации скважин эжекторы могут успешно дополнять установки погружных центробежных насосов [4]. Однако следует учесть, что расходы попутного нефтяного газа, откачиваемого эжектором из затрубного пространства в НКТ, могут существенно меняться в процессе эксплуатации скважины. Следовательно, для рациональной эксплуатации нефтяных скважин также необходима технология применения насосно-эжекторных систем при переменных расходах откачиваемого попутного газа.

Методология. Специальные лабораторные экспериментальные исследования характеристик жидкостно-газового эжектора при существенно изменяющихся условиях эксплуатации были выполнены на стенде, описание которого и методика проведения опытов приведены в работе [4]. Стенд содержал бак для жидкости, мерный бак, полочный гравитационный сепаратор, два подпорных (погружных многоступенчатых центробежных) насоса, исследуемый струйный аппарат (эжектор), систему распределительных трубопроводов, регулировочных вентилей и задвижек, а также контрольно-измерительную аппаратуру. Система циркуляции жидкости при проведении экспериментов – замкнутая, газа – открытая. Жидкость из бака нагнеталась одним или двумя подпорными насосами в струйный аппарат, где смешивалась с подсасываемым газом. Смешанный поток направлялся из струйного аппарата в полочный гравитационный сепаратор. Отделенная жидкость стекала из него в бак, а отсепарированный газ поступал в атмосферу. При проведении исследований измеряли: расход жидкости, подаваемой в рабочее сопло; расход (подачу) газа, поступающего в приемную камеру; значения давления перед рабочим соплом, в приемной камере и на выходе из диффузора эжектора; температуру жидкости в баке. Расходы жидкости и газа, а также значения давления регулировали задвижками или вентилями.

На стенде исследовали характеристики эжектора с диафрагменным соплом диаметром 9 мм, цилиндрической камерой смешения диаметром 14 мм и диффузором с углом раскрытия 9° . Длина камеры смешения составляла 30 диаметров. Для опытов было выбрано диафрагменное сопло с прямоугольными кромками. Эта форма сопла, как показали ранее выполненные исследования [19], обеспечивает хорошие условия для эжектирования газа струей жидкости. Еще одним преимуществом является простота конструкции и изготовления такого сопла.

В качестве жидкости использовали пресную воду, а в качестве газа – воздух, который засасывался в приемную камеру эжектора из атмосферы. Значения рабочего давления P_p (давления рабочей жидкости) перед соплом и расхода рабочей жидкости Q_p меняли с помощью регулируемой задвижки.

По результатам исследований строили фактические характеристики струйных аппаратов при эжектировании газа. Стенд, на котором проводили эксперименты, позволяет исследовать характеристики различных эжекторов в широком диапазоне режимных параметров при откачке жидкости, газа, а также газожидкостной смеси.

Обсуждение. По результатам исследований были получены напорные и энергетические характеристики эжектора – зависимости давления ΔP_c , создаваемого струйным аппаратом, и КПД эжектора η от подачи откачиваемого газа $Q_{г.вх}$ в условиях входа в приемную камеру эжектора при различных значениях давления рабочей жидкости P_p перед соплом (рис.3, 4).

Давление

$$\Delta P_c = P_c - P_{пр},$$

где P_c – давление на выходе струйного аппарата; $P_{пр}$ – давление в его приемной камере.

Для жидкостно-газового эжектора КПД

$$\eta = \frac{Q_{г.вх} P_{пр} \ln(P_c / P_{пр})}{Q_p (P_p - P_c)}.$$

Рис.3. Зависимости давления ΔP_c , создаваемого струйным аппаратом, от подачи откачиваемого газа $Q_{г.вх}$ в условиях входа в приемную камеру эжектора (напорные характеристики) при различных значениях давления рабочей жидкости P_p перед соплом

Рис.4. Зависимости КПД жидкостно-газового эжектора η от подачи откачиваемого газа $Q_{г.вх}$ в условиях входа в приемную камеру эжектора (энергетические характеристики) при различных значениях давления рабочей жидкости P_p перед соплом
Значения P_p см. рис.3

Рис.5. Зависимости максимального КПД η_{max} , расхода рабочей жидкости Q_p и подачи откачиваемого газа $Q_{г.вх}$ от рабочего давления P_p перед соплом для исследуемого струйного аппарата

Как показали эксперименты, с увеличением рабочего давления P_p напорные характеристики эжектора существенно меняются. Давление, развиваемое струйным аппаратом, и расход откачиваемого газа заметно увеличиваются, расширяется область работы эжектора. В экспериментах рабочее давление P_p перед соплом повышалось от 0,4 до 2,13 МПа, т.е. примерно в 5,33 раза. При этом значения давления ΔP_c , создаваемого струйным аппаратом в режимах максимального КПД, возрастали от 0,106 до 0,699 МПа, или практически в 6,59 раз. Значения подачи откачиваемого газа $Q_{г.вх}$ в режимах максимального КПД увеличивались от 1,26 до 5,51 л/с – в 4,37 раза. Эти значения показывают, что имеются хорошие возможности адаптации насосно-эжекторной системы к изменениям расхода газа. Регулирование работы системы возможно путем варьирования рабочего давления перед соплом эжектора и расхода рабочей жидкости через сопло (рис.5).

Эксперименты позволили установить, что с повышением рабочего давления P_p увеличиваются как расход рабочей жидкости Q_p , так и подача откачиваемого газа $Q_{г.вх}$, причем темп роста подачи газа существенно больше темпа роста расхода рабочей жидкости. Значения η_{max} с увеличением P_p сначала растут, а после значения $P_p = 1,59$ МПа несколько уменьшаются. При этом в диапазоне P_p от 0,8 до 2,13 МПа изменения η_{max} незначительны (менее 0,9 %).

Показанная в экспериментах возможность успешного регулирования работы насосно-эжекторной системы за счет изменения рабочего давления перед соплом эжектора и расхода рабочей жидкости через сопло, что позволяет откачивать газ при существенно изменяющихся (в несколько раз) расходах газа, может быть наилучшим образом реализована на практике путем частотного регулирования вала насоса. Этот метод обеспечивает гораздо более высокую энергетическую эффективность по сравнению с регулированием потока вентилем на выходе насоса (использованного в процессе стендовых экспериментов, описанных выше). Станции управления с частотными преобразователями для привода насосов выпускаются

серийно, поэтому их применение на практике в составе насосно-эжекторных систем не вызовет затруднений.

Вместе с тем эксперименты показали, что только одного регулирования работы системы путем изменения давления перед соплом эжектора и расхода жидкости через сопло все же недостаточно для адаптации в тех случаях, когда расходы откачиваемого газа изменяются более чем в 5 раз. В самом деле, технически достаточно трудно менять (даже путем частотного регулирования) давление, развиваемое насосом системы, в 6 раз и более. Поэтому для адаптации в условиях изменения расхода эжектируемого газа более чем в 5 раз (например, в 13,7 раз, как на УПСВ «Самодуровская») целесообразно дополнить частотное регулирование методом периодической кратковременной эксплуатации, подобным описанному в работе [7] способу эксплуатации скважин.

При этом производятся периодические кратковременные включения и отключения насоса 6, приводящего в действие эжектор 7 (см. схему на рис. 1). Периодами работы насоса 6 и эжектора 7 можно управлять с помощью автоматического регулирования по давлению в линии откачки низконапорного газа 8. При росте давления в линии 8 выше заданного значения происходит включение насоса 6, эжектор 7 откачивает газ. После снижения давления в линии откачки низконапорного газа 8 до определенного значения насос 6 выключается. В процессе эксплуатации можно задать значения регулирования давления таким образом, чтобы изменение давления в линии откачки низконапорного газа 8 не приводило к пульсациям. Запуски насоса целесообразно осуществлять методом плавного пуска. Параметры насоса и эжектора должны быть рассчитаны исходя из максимального ожидаемого расхода газа. Таким образом, система может обеспечить откачку газа во всем необходимом диапазоне от минимального до максимального значения расхода, даже если они отличаются друг от друга в десятки раз.

Дополнительно повысить эффективность эксплуатации насосно-эжекторной системы, показанной на рис. 1, можно путем использования результатов исследований, представленных в работах [20, 21]. В них было экспериментально установлено, что существуют области рациональных концентраций и состава солей, в которых обеспечивается подавление коалесценции газовых пузырьков в жидкости за счет проявления отталкивающих сил между пузырьками, заряжающимися отрицательно в водных растворах электролитов. Кроме того, в работе [20] выявлено заметное улучшение характеристик жидкостно-газовых эжекторов с добавлением соли в воду, т.е. при откачке газа струей соленой воды (в области рациональных концентраций подавления коалесценции пузырьков) по сравнению с эжектированием газа струей пресной воды. Поэтому в качестве рабочей жидкости насосно-эжекторной системы целесообразно использовать воду с добавлением солей-электролитов, соответствующую области рациональных концентраций и состава солей. При этом важно отметить следующее. Подтоварная попутно добываемая вода, отделяемая на УПСВ, как правило, содержит различные растворенные соли. В работе [20] показано, что состав попутно добываемой воды Самодуровского месторождения способствует подавлению коалесценции пузырьков. Следовательно, в таких случаях, когда сама природа идет навстречу, надо использовать в качестве рабочей жидкости попутно добываемую воду, состав которой препятствует быстрой коалесценции газовых пузырьков и повышает эффективность откачки газа насосно-эжекторной системой.

Данную технологию применения насосно-эжекторных систем можно использовать не только для утилизации ПНГ, но и для эксплуатации нефтяных скважин УЭЦН со струйными аппаратами.

Как известно, эксплуатация скважин установками погружных центробежных насосов является основным способом добычи нефти в России [4]. Погружные центробежные насосы ЭЦН также достаточно широко используются в нефтяных скважинах за рубежом. Большое значение при этом имеет создание технических решений, позволяющих существенно повысить эффективность эксплуатации скважин установками ЭЦН (УЭЦН) в осложненных условиях. Как отмечается различными зарубежными [15, 18] и отечественными [2, 4, 8, 10, 13] исследователями, одним из них является использование УЭЦН со струйными аппаратами. Такие насосно-эжекторные системы целесообразно применять при эксплуатации нефтяных скважин для увеличения дебитов и повышения межремонтного периода, при добыче нефти с высоким газовым фактором, низких значениях забойного давления, а также для освоения бездействующих скважин и при добыче нефти установками ЭЦН с пакерами из скважин с негерметичными эксплуатационными колоннами.

В скважину 1, пробуренную на пласт 17, спущена погружная насосная установка. В ее состав входят насос ЭЦН 14, входное предвключенное устройство (стандартный входной модуль, газосепаратор, диспергатор и т.п.) 15, погружной электродвигатель 16 с гидрозащитой и термоманометрической скважинной системой ТМС. Установка ЭЦН спущена в скважину на НКТ 13, причем на выходе ЭЦН установлен обратный насосный клапан 2. Электроэнергия к двигателю 16 подается по кабелю 4. В колонне НКТ 13 расположен струйный аппарат 11 с обратным клапаном 12 в приемной камере. Погружная насосная установка и струйный аппарат являются составными частями насосно-эжекторной системы. Скважина 1 оборудована устьевого арматурой 7 с задвижками 5, 8, 9 и обратным клапаном 10 из затрубного пространства в линию. Установка приводится в действие с помощью станции управления 6 с частотным преобразователем. Позицией 3 обозначен динамический уровень.

Как и в случае применения наземной насосно-эжекторной системы, рабочие параметры погружного насоса 15 и струйного аппарата 11 при этом рассчитываются исходя из максимально

ожидаемых значений дебита скважины 1 и расхода газа. Таким образом, решается проблема сложности подбора оптимальных параметров ЭЦН и струйного аппарата.

Заключение. Экспериментальные исследования показали возможность успешного регулирования работы насосно-эжекторной системы за счет изменения рабочего давления перед соплом эжектора и расхода рабочей жидкости через сопло, что позволяет откачивать газ при существенно изменяющихся (в несколько раз) его расходах. Вместе с тем одного только регулирования работы системы путем изменения давления перед соплом эжектора и расхода жидкости через сопло все же недостаточно для адаптации в тех случаях, когда расходы откачиваемого газа изменяются в 5 раз и более. Поэтому для адаптации в условиях более высоких изменений расхода газа целесообразно дополнить частотное регулирование методом периодической кратковременной эксплуатации. Данное технологическое решение применимо как для насосно-эжекторных систем при утилизации попутного нефтяного газа, так и для рациональной эксплуатации нефтяных скважин, оборудованных установками погружных центробежных насосов с эжекторами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Апасов Т.К. Использование устьевого эжектора для утилизации попутного газа на Южно-Охтеурском месторождении / Т.К.Апасов, Г.Т.Апасов, А.В.Саранча // Фундаментальные исследования. 2016. № 1(1). С. 13-17.
2. Атнабаев З.М. Скважинный эжектор для предотвращения повышения затрубного давления и срыва подачи УЭЦН // Нефтяное хозяйство. 2001. № 4. С. 72-74.
3. Донец К.Г. Гидроприводные струйные компрессорные установки. М.: Недра, 1990. 174 с.
4. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях. М.: МАКС Пресс, 2008. 312 с.
5. Дроздов А.Н. Утилизация нефтяного газа с использованием существующей инфраструктуры промыслов // Нефтяное хозяйство. 2014. № 4. С. 74-77.
6. Исследование конструктивных и технологических параметров водогазового эжектора для утилизации попутного нефтяного газа / У.М.Абуталипов, А.Н.Китабов, П.К.Есипов, А.В.Иванов // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 4 (57). С. 54-58.
7. Кузьмичев Н.Д. Кратковременная эксплуатация скважин и перспективы развития нефтедобывающего оборудования // Территория НЕФТЕГАЗ. 2005. № 6. С. 22-36.
8. Куликов В.В. Расчет коэффициентов полезного действия скважинных нефтяных насосов и установок центробежного и струйного принципов действия // Бурение и нефть. 2008. № 1. С. 30-32.
9. Лисин Ю.В. Универсальные характеристики жидкостно-газовых эжекторов / Ю.В.Лисин, А.А.Коршак, С.Л.Голофаст // Нефтяное хозяйство. 2016. № 10. С. 102-104.
10. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН / А.С.Топольников, К.Р.Уразаков, Р.И.Вахитова, Д.А.Сарачева // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 3. С. 134-146. URL:http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Topolnikov/Topolnikov_1.pdf (дата обращения 01.04.2019).
11. Осичева Л.В. Разработка технологии утилизации попутного газа в нефтепромысловом сборе с использованием струйного аппарата: Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.Губкина. М., 2004. 21 с.
12. Разработка и промысловые испытания технологии утилизации низконапорного нефтяного газа с помощью струйных компрессоров / М.Ю.Тарасов, А.А.Зобнин, А.Б.Зырянов, В.Е.Панов, Н.И.Магомедшерифов // Нефтяное хозяйство. 2009. № 2. С. 43-45.
13. Сарачева Д.А. Совершенствование электроцентробежных насосных установок для скважин, осложненных высоким газовым фактором: Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Уфимский государственный нефтяной технический университет. Уфа, 2016. 23 с.
14. Эдер Л.В. По пути к попутному. На ухабах ПНГ / Л.В.Эдер, И.В.Проворная, И.В.Филимонова // Бурение и нефть. 2018. № 12. С. 4-14.
15. Carvalho P.M. An Elektrical Submersible Jet Pump for Gassy Oil Well / P.M.Carvalho, A.L.Podio, K.Sepehrnoori // Journal of Petroleum Technology. 1999. Vol. 51. N 5. P. 34-36. doi.org/10.2118/0599-0034-JPT
16. Drozdov A.N. Laboratory Researches of the Heavy Oil Displacement from the Russkoye Field's Core Models at the SWAG Injection and Development of Technological Schemes of Pump-Ejecting Systems for the Water-Gas Mixtures Delivering / A.N.Drozdov, N.A.Drozdov // SPE Heavy Oil Conference Canada. 12-14 June 2012. Calgary, Alberta, Canada, P. 872-878. SPE 157819. doi.org/10.2118/157819-MS
17. Drozdov A.N. Stand Investigations of ESP's and Gas Separator's Characteristics on Gas-Liquid Mixtures with Different Values of Free-Gas Volume, Intake Pressure, Foaminess and Viscosity of Liquid // SPE Annual Technical Conference and Exhibition 2010, ATCE 2010. Florence. Italy. 2010. P. 1816-1827. SPE 134198. doi.org/10.2118/134198-MS
18. Fleshman R. Artificial Lift for High-Volume Production / R.Fleshman, O.H.Lekic // Oilfield Review: Schlumberger. 2000. Vol. 12. N 1. P. 49-63.
19. Stand Research and Analysis of Liquid-Gas Jet-Pump's Operation Characteristics for Oil and Gas Production / A.N.Drozdov, E.A.Malyavko, Y.L.Alekseev, O.V.Shashel // SPE Annual Technical Conference and Exhibition 2011, ATCE 2011. Denver, CO, USA, 2011. P. 2122-2130. SPE 146638. doi.org/10.2118/146638-MS

20. Study of Suppression of Gas Bubbles Coalescence in the Liquid for Use in Technologies of Oil Production and Associated Gas Utilization / A.N.Drozдов, N.A.Drozдов, N.F.Bunkin, V.A.Kozlov // SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017. 16-18 October 2017. Moscow, Russia. SPE 187741. doi.org/10.2118/187741-MS

21. Suppression of the Coalescence of Gas Bubbles in Aqueous Electrolyte Solutions: Dependence on the External Pressure and Velocity of Gas Flow through a Column with Liquid / N.F.Bunkin, A.N.Drozдов, N.A.Drozдов, V.A.Kozlov, V.M.Tuan, V.L.Fouilhe // Physics of wave phenomena. 2017. Vol. 25. N 3. P. 219-224. DOI: 10.3103/S1541308X17030098

Авторы: **А.Н.Дроздов**, д-р техн. наук, профессор, drozdov-an@rudn.ru (Российский университет дружбы народов, Москва, Россия), **Я.А.Горбылева**, инженер, yapa_gorbyleva@mail.ru (Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина, Москва, Россия).

Статья поступила в редакцию 16.04.2019.

Статья принята к публикации 23.05.2019.