



ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ДЛИНЫ КАМЕРЫ СМЕШЕНИЯ НА ХАРАКТЕРИСТИКУ ЖИДКОСТНО-ГАЗОВОГО ЭЖЕКТОРА ПРИ ИНЖЕКЦИИ ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Я. А. Горбылева*, Х. Тчаро

Российский университет дружбы народов, Москва, Россия

Experimental studies on the effect of mixing chamber length on the characteristics of a liquid-gas ejector during the injection of exhaust gases to achieve a water-gas impact on formation

Ya. A. Gorbyleva*, H. Tcharo

RUDN University, Moscow, Russia

А Б С Т Р А К Т

Experimental measurements were conducted to determine the effect of mixing chamber length on liquid-gas ejector performance. The tests were performed on a laboratory bench designed for physically modeling the process of creating a water-gas mixture using exhaust gases. For the first time in this study, liquid-gas ejector parameters were measured during the injection of exhaust gases from a real source. The study investigated how the ratios of displacement chamber diameters, chamber length, and working nozzle affect the liquid-gas ejector's characteristics under various operating modes. The results obtained enable optimal parameter selection of the ejector and reveal the potential for utilizing exhaust gases to produce a water-gas mixture for injection into reservoirs to enhance oil recovery.

Keywords: pump-ejector system; exhaust gases; liquid-gas ejector; water-gas impact; pressure-energy characteristics of the ejector.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Водогазовое воздействие (ВГВ) как метод повышения нефтеотдачи широко известен как в России [1-3], так и за рубежом [4-6]. Выделяют такие модификации ВГВ, как совместная [7-9], поочередная [10-13] закачка газа и воды, закачка с добавлением поверхностно-активных веществ [14-21]. Данный метод совместил в себе преимущества заводнения и газового воздействия. Актуальной задачей является разработка технологий, которые позволяют увеличить зону охвата пласта воздействием и степень вытеснения флюида [22-26], что обуславливает большой интерес к данной технологии.

Для реализации водогазового воздействия возможно применять не только ПНГ, но и другие газы: азот [27-29], углекислый газ [30-32] и выхлопные газы [33-35].

Идея утилизации выхлопного газа (или дымового газа) посредством использования его для добычи нефти из продуктивного пласта была опробована на различных месторождениях США начиная с 1960-х годов [36], но со спорными результатами. Анализ работ [37] показал возможность успешного применения выхлопных газов для повышения нефтеотдачи, в том числе при реализации водогазового воздействия.

Чаще всего при реализации водогазового воздей-

ствия возникают сложности с выбором эффективной технологии его проведения, а также немаловажен вопрос наличия достаточного количества газа. Перспективной и недорогостоящей технологией водогазового воздействия является применение насосно-эжекторных систем [38, 39] с использованием попутного нефтяного газа.

Эжекторы используются в нефтепромысловом деле в системах сбора для транспорта газожидкостных смесей [40], для освоения и ремонта скважин [41, 42], добычи нефти из скважин в осложненных условиях [43], при добыче высоковязкой нефти [44], с целью утилизации ПНГ [45-47], а также в составе насосно-эжекторных систем [38, 48, 49].

Преимущество жидкостно-газовых эжекторов заключается в простоте их конструкции, отсутствии движущихся частей, а также в высокой самовсасывающей способности и возможности перекачки жидкостей, газов, газожидкостных смесей, суспензий, содержащих твердые частицы, а также агрессивных сред. Кроме того, данное оборудование имеет малые габаритные размеры и массу, что позволяет размещать его в труднодоступных местах, и отличается низкой стоимостью его обслуживания [50].

Постановка проблемы

Несмотря на имеющиеся достоинства данного оборудования, на характеристики жидкостно-газовых эжекторов значительно влияют геометрические параметры про-

*E-mail: yana_gorbyleva@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230300896>

точной части эжектора: диаметр рабочего сопла, диаметр и длина камеры смешения, расстояние от рабочего сопла до входа в камеру смешения, что в свою очередь влияет на эффективность их применения в составе насосно-эжекторной системы при различных условиях.

Имеются численные исследования, посвященные анализу влияния различных моделей турбулентного течения и формы сопла на производительность эжектора [51], а также различных условий течения рабочего потока [52]. Экспериментальные исследования [53, 54] были проведены с целью определения зависимостей рабочих характеристик при изменении давления и геометрии проточной части.

Особо важную роль на производительность эжектора оказывает значение длины камеры смешения $d_{кс}$. Соотношение геометрических параметров камеры смешения и других частей эжектора определяют условия распада струи и соответственно влияют на эффективность энергообмена между потоками. Изменение длины камеры смешения влияет на значение максимальных коэффициентов инжекции жидкостно-газового эжектора. Поэтому вопрос подбора оптимального значения для длины камеры смешения является важной задачей. Работы многих исследователей посвящены этому вопросу.

В работе [55] приведены результаты исследования влияния длины камеры смешения 5 мм, 15 мм и 25 мм с постоянным прямоугольным сечением на производительность системы с эжектором.

В исследованиях Б. Е. Кореннова [56] изучаются эжекторы со следующими соотношениями длины и диаметра камеры смешения: $L_{кс} = (10-18)d_{кс}$, $L_{кс} = (20-35)d_{кс}$, $L_{кс} = (40-48)d_{кс}$. Напорно-энергетические характеристики эжектора показывают наибольшие значения при $L_{кс} = (20-35)d_{кс}$. При увеличении $L_{кс} = (40-48)d_{кс}$ характеристики снижаются до значений, сопоставимых с полученными при $L_{кс} = (10-18)d_{кс}$ значениями.

В работе Л. А. Демьяновой [57] по результатам экспериментальных исследований эжекторов на газожидкостной смеси были получены требования к конструкции струйного аппарата: для значений газосодержаний откачиваемой продукции от 0 до 83% – оптимальная длина камеры смешения равна 4 её диаметрам; для газосодержания от 83 до 96% – относительная длина камеры смешения равна 20 её диаметрам; при больших значениях газосодержания (больше 96%) – 30 её диаметров.

Работы С. Д. Карабаева [58, 59] посвящены проведению экспериментов по определению влияния длины камеры смешения на характеристику жидкостно-газового эжектора (ЖГЭ). В работе [58] исследования выполнены при учете взаимовлияния давления рабочей жидкости и давления газа в приемной камере. При учете взаимовлияния через приведенное давление, было установлено, что изменение относительной длины камеры смешения значительно повлияло на величину приведенного давления, и тем самым на энергоэффективность эжектора.

Кроме того, добавление оптимального количества солей в слабоминерализованные водные растворы, используемые для получения водогазовой смеси, приводит к подавлению коалесценции пузырьков газа и повышению стабильности смеси [45, 60, 61], и соответственно к повышению энергообмена и улучшению насосно-энергетических характеристик эжектора.

Для исследования процесса инжекции выхлопных газов с помощью насосно-эжекторных систем при реализации водогазового воздействия, требуется разработка методики и проведение экспериментальных исследований с реальным источником выхлопных газов для создания водогазовых смесей. Ранее подобные исследования с выхлопными газами не проводились.

Целью данного исследования является оценка влияния длины камеры смешения на характеристику жидкостно-газового эжектора при инжекции выхлопных газов для реализации водогазового воздействия на пласт.

Методы

Для выполнения экспериментов была доработана схема лабораторного стенда [62] (рис. 1). Для обеспечения безопасности проведения исследований на стенде с использованием выхлопных газов в помещении предусмотрена вытяжная система (на рис. 1 не показана). В данном стенде циркуляция как для газа, так и для жидкости – открытая, что позволяет использовать холодную воду для охлаждения выхлопных газов, а также не накапливать выхлопные газы.

Для наполнения бака-резервуара 1 соединен с водопроводом. Силовой насос 2 соединен с баком-резервуаром 1 для нагнетания воды через теплообменник 3. Теплообменник 3 необходим при работе в лаборатории для охлаждения высокотемпературных выхлопных газов во избежание чрезвычайных ситуаций и повреждения используемых измерительных приборов.

Теплообменник 3 соединен с иными элементами следующим образом:

- по газовой линии на входе с выхлопным коллектором двигателя внутреннего сгорания (ДВС) 4 через трубопровод для подвода газа, на выходе с приемной камерой эжектора 6 через трубопроводы для подвода газа.
- по жидкостной линии на входе – с силовым насосом 2, на выходе – через нагнетательную линию с рабочим соплом эжектора 6.

В стенде предусмотрена перепускная линия после ресивера 5 для отвода выхлопных газов в атмосферу, что позволяет поддерживать одинаковые условия в приемной камере эжектора.

В используемый для исследований эжектор 6 устанавливаются диафрагменные сопла различных диаметров; камера смешения – цилиндрическая. Принципиальная схема эжектора 6 представлена в работе [38].

Выход эжектора 6 соединен с приемом дожимного



Рис. 1. Принципиальная схема стенда насосно-эжекторной установки

насоса 7 через всасывающую линию дожимного насоса. Выход дожимного насоса 7 соединен с баком-сепаратором 8 через нагнетательную линию дожимного насоса. Жидкостная линия бак-сепаратора 8 соединена со сливом в канализацию через сливной шланг, а газовая линия – с трубопроводом для отвода выхлопных газов в атмосферу.

В качестве силового насоса 2 и дожимного насоса 7 используются многоступенчатые центробежные насосы CR1-25 и CR1S-30 с однофазными электродвигателями, производимые компанией Grundfos.

К общим требованиям к созданию лабораторного экспериментального стенда при работе с выхлопными газами относятся:

- обеспечение герметичности системы труб, что позволит свести к нулю выделение выхлопных газов в закрытом помещении;
- обязательная установка теплообменного устройства для охлаждения высокотемпературных выхлопных газов при работе с измерительными приборами, диапазон рабочих температур, которых ниже, чем температура выхлопных газов на выходе из двигателя;
- прокладка линии нагнетания из высокотемпературных стальных труб до теплообменника;
- установка вытяжной системы для предупредительного отвода выхлопных газов и защиты персонала.

В данном исследовании использовались двенадцать конструкций эжектора с разными длинами камеры смешения (90 мм, 115 мм и 140 мм) при одинаковом значении диаметра камеры смешения 5.4 мм.

Подробная характеристика проточной части исследуемых жидкостно-газовых эжекторов приведена в таблице.

В проведенных исследованиях давление рабочего потока P_p изменялось в диапазоне от 1.29 МПа до 1.12 МПа; P_p уменьшалось с увеличением диаметра сопла с 3.3 мм до 4.3 мм. Температура воды и выхлопных газов перед эжектором составляли 20-30 °С.

За время проведения каждого опыта (15-20 мин) выходящие из ДВС высокотемпературные выхлопные газы

охлаждались с помощью теплообменника, с максимального значения их температуры 110-150 °С до 20-30 °С.

На значение температуры выхлопных газов после теплообменника оказывало большое значение температура окружающей среды, т.к. она значительно влияла на начальную температуру воды, которая используется для их охлаждения.

Расчетные формулы, используемые при обработке экспериментальных данных для определения коэффициента инжекции газа, коэффициента полезного действия (КПД) и относительного перепада давления, и построении напорно-энергетических характеристик на различных режимах, приведены ниже.

Объемный коэффициент инжекции газа в приемной камере U_{np} рассчитывается по формуле:

$$U_{np} = \frac{Q_{г.нр}}{Q_{ж}} \quad (1)$$

где $Q_{г.нр}$ – расход газа в приемной камере эжектора, м³/с; $Q_{ж}$ – расход рабочего потока входящего в сопло эжектора, м³/с

Коэффициент полезного действия η определяется как:

$$\eta = \frac{U_{np} P_{np} \ln \frac{P_c}{P_{np}}}{(P_p - P_c)} \quad (2)$$

где P_{np} – давление в приемной камере эжектора, МПа; P_p – давление рабочего потока перед соплом эжектора, МПа; P_c – давление смешанного потока на выходе из эжектора, МПа.

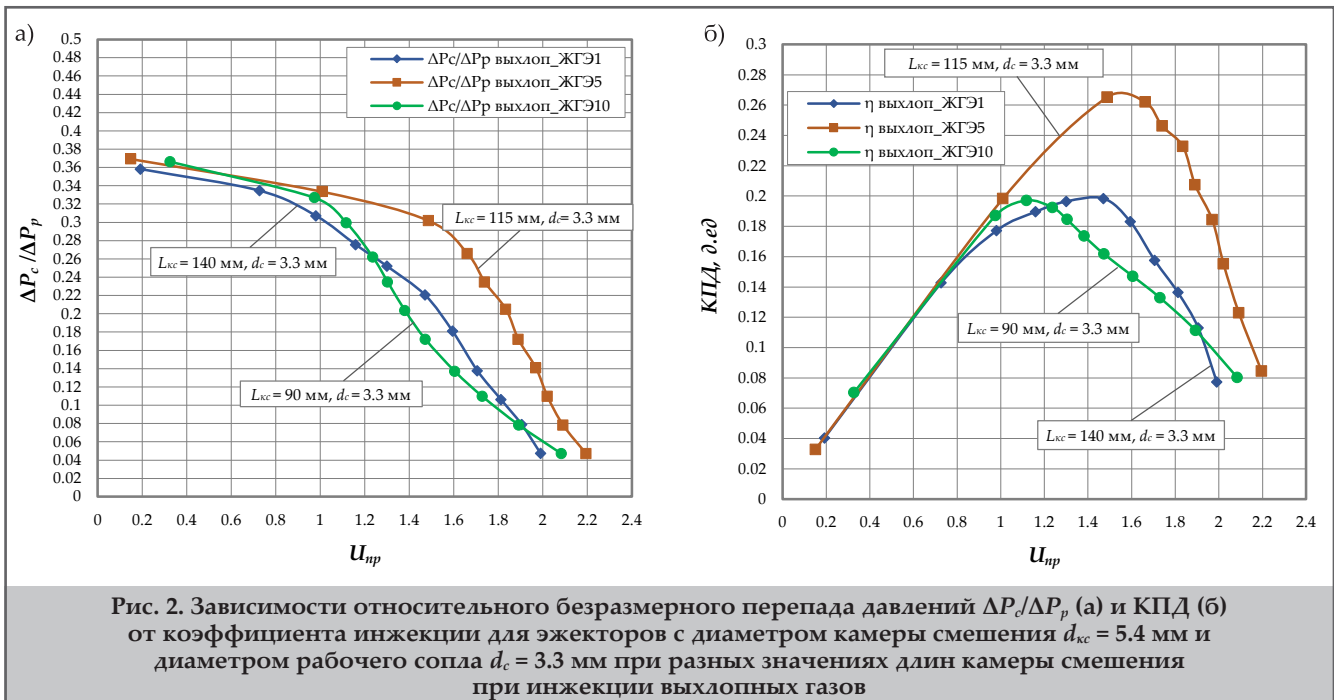
Относительный перепад давлений $\Delta P_c / \Delta P_p$ можно считать по формуле:

$$\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} = \frac{(P_c - P_{np})}{(P_p - P_{np})} \quad (3)$$

Обсуждение результатов

Напорные и энергетические характеристики ЖГЭ1, ЖГЭ5 и ЖГЭ10 при диаметре сопла 3.3 мм представлены на рисунках 2а и 2б соответственно.

Геометрические параметры конструкции эжекторов						Таблица
Наименование параметра	Диаметр сопла	Диаметр камеры смешения	Длина камеры смешения	Расстояние между соплом и входом камеры смешения	Соотношение длины камеры смешения к её диаметру	Соотношение диаметра камеры смешения к диаметру сопла
Обозначение параметров	$d_{ср}$, мм	$d_{ксл}$, мм	$L_{ксл}$, мм	l , мм	$L_{ксл}/d_{ксл}$	$d_{ксл}/d_{ср}$
Обозначение эжектора						
ЖГЭ1 ЖГЭ5 ЖГЭ10	3.3	5.4	140 115 90	8	26 21 17	1.64
ЖГЭ2 ЖГЭ6 ЖГЭ11	3.6	5.4	140 115 90	8	26 21 17	1.50
ЖГЭ3 ЖГЭ7 ЖГЭ12	3.9	5.4	140 115 90	8	26 21 17	1.38
ЖГЭ4 ЖГЭ8 ЖГЭ13	4.3	5.4	140 115 90	8	26 21 17	1.26



Как видно из полученных характеристик, наилучшие результаты при диаметре сопла $d_c = 3.3$ мм и $d_{кc}/d_c = 1.64$ показал эжектор ЖГЭ5 с длиной камеры смешения, равной 21 ее диаметру (наибольший КПД составляет 26.5%), а наихудшие – эжекторы ЖГЭ10 и ЖГЭ1 с длинами камеры смешения, равным 17 и 26 их диаметрам (максимальные КПД равны 19.8 и 20 %, соответственно).

Несмотря на то, что максимальный КПД эжектора ЖГЭ1 с длиной камеры смешения, равной 26 ее диаметрам, практически совпадает с наибольшим КПД эжектора ЖГЭ10, наблюдается некоторое отличие напорных характеристик этих эжекторов.

В крайней правой и в левой областях напорные характеристики эжектора с более короткой длиной камеры смешения лучше по сравнению с эжектором с наибольшей длиной камеры смешения, а в центральной части наоборот (рис. 2а).

Из-за заметного снижения КПД в центральной части характеристики можно прийти к выводу, что производительность эжекторов ЖГЭ1 и ЖГЭ10 при откачке выхлопного газа довольно низка по сравнению с ЖГЭ5. Это показывает, что длина камеры смешения жидкостно-газовых эжекторов не должна быть слишком маленькой или значительно большей для обеспечения эффективной работы эжекторов.

В области низких коэффициентов инжекции напорно-энергетические кривые располагаются довольно близко друг от друга. Как следует из сопоставления параметров эжекторов ЖГЭ5 показывает лучшие характеристики практически во всех областях.

Таким образом, жидкостно-газовый эжектор может достичь лучшей производительности при выборе конструкции с длиной камеры смешивания, составляющей 21 ее диаметр, при которой напорные характеристики намного лучше по сравнению с эжекторами с длиной камеры смешения, отличающей от этого значения.

Напорные и энергетические характеристики ЖГЭ2, ЖГЭ6 и ЖГЭ11 при диаметре сопла 3.6 мм представлены на рисунках 3а и 3б соответственно.

Анализ полученных при диаметре сопла $d_c = 3.6$ мм результатов показывает, что эжектор ЖГЭ6 с длиной камеры смешения, составляющей 21 ее диаметр, имеет наибольший КПД, равный 28.4%, а эжектор ЖГЭ11 с длиной камеры смешения, равной 17 ее диаметрам, имеет наихудший КПД (максимальный КПД равен 25.6%). Максимальный КПД эжектора ЖГЭ2 (26.4%) с длиной камеры смешения, равной 26 ее диаметрам, несколько выше, чем наибольший КПД эжектора ЖГЭ11.

В крайней правой части эжектор с короткой камерой смешения (17 диаметров) показывает лучшие характеристики, а в левой области характеристики всех трех эжекторов практически совпадают, тем не менее кривая ЖГЭ2 со средней длиной камеры смешения (21 диаметр) находится выше.

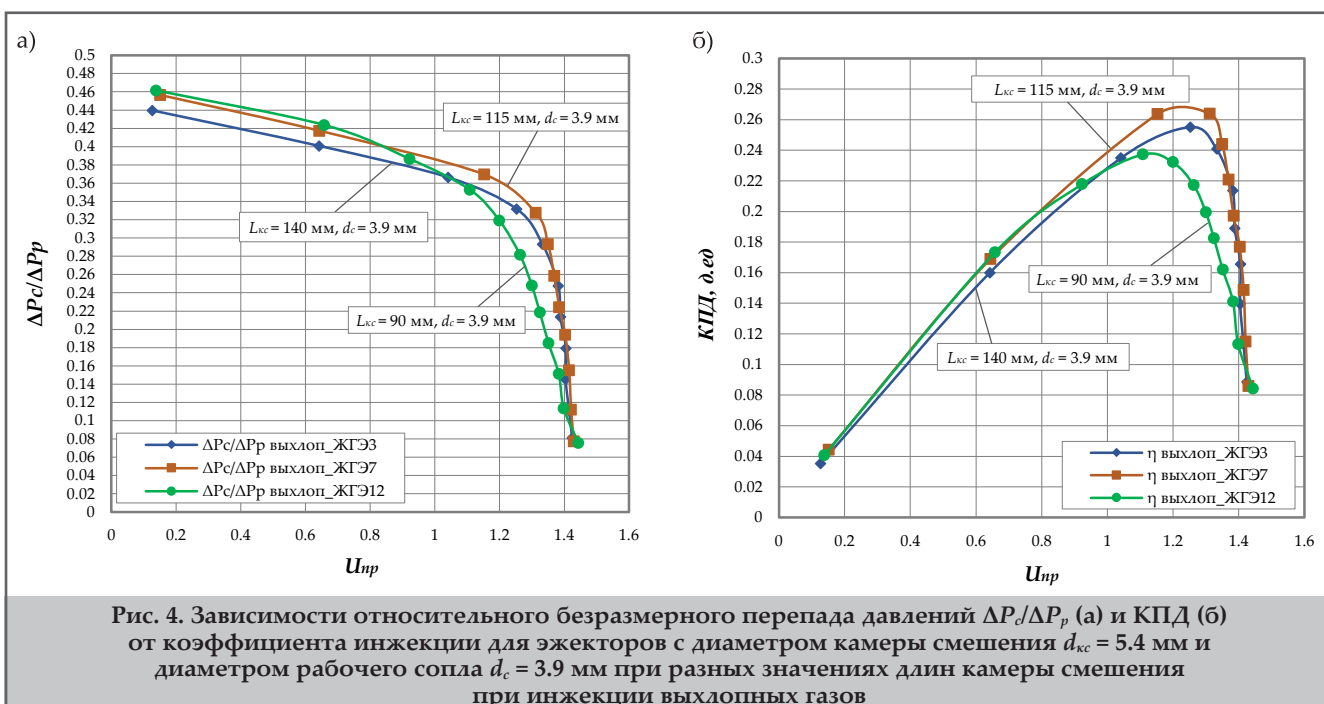
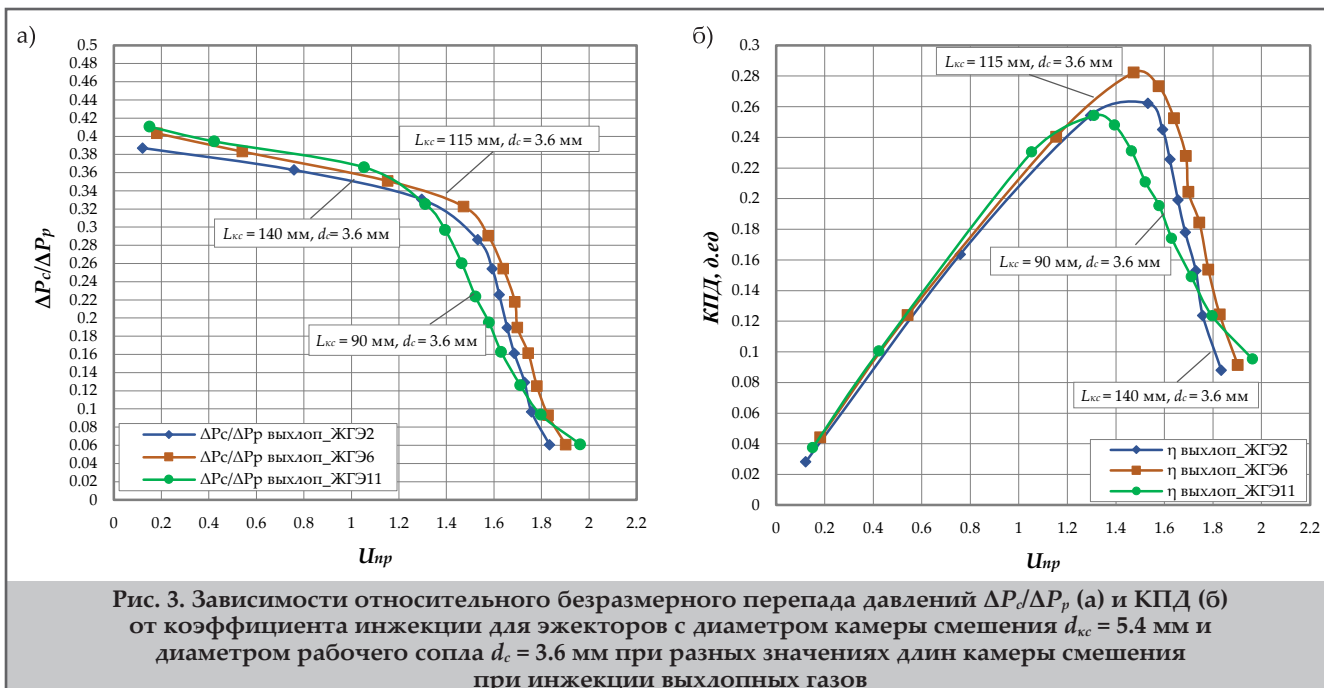
В средней части (рис. 3а) наблюдается некоторое снижение характеристик эжекторов ЖГЭ2 и ЖГЭ6, однако, напорные характеристики эжектора со средней длиной камерой смешения превышает напор эжектора с удлиненной камерой смешения, который в свою очередь превышает напор эжектора с короткой камерой смешения.

Снижение напорных характеристик в средней части свидетельствуют от том, что энергообмен менее эффективный в эжекторах с длиной камеры смешения 17 и 26 диаметров, соответственно.

Напорные и энергетические характеристики ЖГЭ3, ЖГЭ7 и ЖГЭ12 при диаметре сопла 3.9 мм представлены на рисунках 4а и 4б соответственно.

Как показали проведенные эксперименты при диаметре сопла $d_c = 3.9$ мм, эжектор ЖГЭ7 с длиной камеры смешения, составляющей 21 ее диаметр, имеет также наибольший КПД, равный 27%, а эжектор ЖГЭ12 с длиной камеры смешения, равной 17 ее диаметрам, имеет наихудший КПД (максимальный КПД равен 23.8%). Максимальный КПД эжектора ЖГЭ3 (25.6%) с длиной камеры смешения, равной 26 ее диаметрам, несколько выше, чем наибольший КПД эжектора ЖГЭ12.

Кроме того, характеристики эжекторов в крайне правой области практически совпадают. В левой части, при



низких коэффициентах инжекции напорно-энергетические кривые эжекторов несколько различаются. При этом характеристики эжектора с длиной камеры смешения, составляющей 17 ее диаметров, находится ниже в средней части, но несколько выше в левой области.

Наблюдается также, что в средней части энергообмен менее эффективный для эжекторов с длиной камеры смешения, составляющей 17 и 26 диаметров, соответственно.

Напорные и энергетические характеристики ЖГЭ4, 8 и 13 при диаметре сопла 4.3 мм представлены на рисунках 5а и 5б соответственно.

При диаметре сопла $d_c = 4.3$ мм, эжектор ЖГЭ8 с длиной камеры смешения, составляющей 21 ее диаметр, имеет наибольший КПД, равный 26.1%, а эжектор ЖГЭ4 с длиной камеры смешения, равной 26 ее диаметрам имеет наихудший КПД (максимальный КПД равен

25.1%). Максимальный КПД эжектора ЖГЭ13 (25.6%) с длиной камеры смешения, равной 17 ее диаметрам, практически совпадает со значением наибольшего КПД эжектора ЖГЭ4.

В первом приближении, в крайне правой области, в зоне наибольших коэффициентов инжекции, характеристики столь различных по длине камеры смешения эжекторов практически совпадают. Наблюдается некоторое отличие в основном в левой части, в зоне наименьших коэффициентов инжекции, причем кривые эжектора с более короткой камерой смешения находятся выше. В правой области, кривые эжектора с наименьшей длиной камеры смешения находятся несколько ниже, чем кривые двух остальных. Полученные напорные кривые свидетельствуют о том, что в правой энергообмен между струей рабочей жидкости и потоком пас-

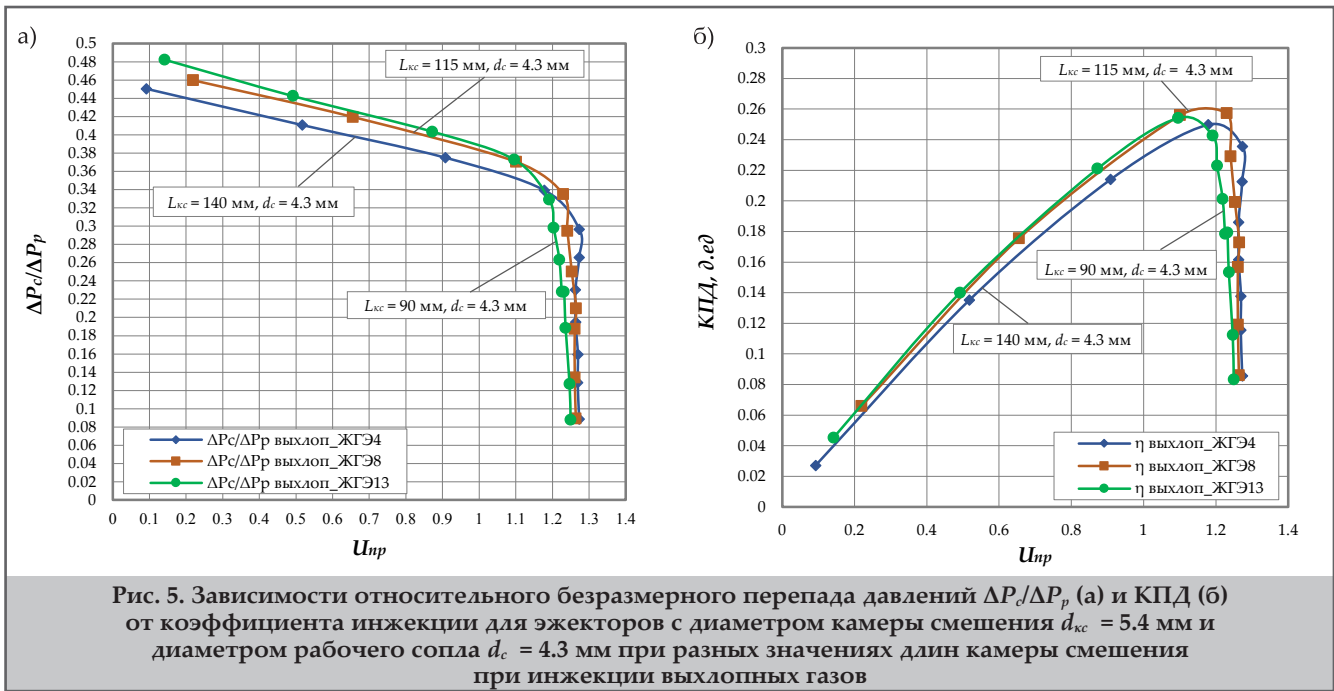


Рис. 5. Зависимости относительного безразмерного перепада давлений $\Delta P_c / \Delta P_p$ (а) и КПД (б) от коэффициента инжекции для эжекторов с диаметром камеры смешения $d_{kc} = 5.4$ мм и диаметром рабочего сопла $d_c = 4.3$ мм при разных значениях длин камеры смешения при инжекции выхлопных газов

сивного выхлопного газа при диаметре сопла $d_c = 4.3$ мм незначительно изменяется при изменении длины камеры смешения.

Для анализа полученных данных и оценки влияния длины камеры смешения на значение оптимальных параметров работы жидкостно-газового эжектора были построены зависимости максимального коэффициента полезного действия KPD_{max} , оптимального коэффициента инжекции $U_{np, опт}$, оптимального значения относительного перепада давлений $(\Delta P_c / \Delta P_p)_{опт}$ представленные на рисунке 6 и полученные для разных диаметров активных сопел и камер смешения при увеличении длины камеры смешения от 90 мм до 140 мм.

Из рисунка 6а следует, что при исследуемых соотношениях $d_{kc} / d_c = 1.26; 1.38; 1.5; 1.64$ наибольшие значения KPD_{max} получены при длине камеры смешения эжектора L_{kc} равной 115 мм, т.е. при соотношении $L_{kc} / d_{kc} = 21$. Причем наибольшее значение KPD_{max} получены при соотношении d_{kc} / d_c равном 1.5.

Минимальные значения KPD_{max} (19.8-20 %) получены при $d_{kc} / d_c = 1.64$ для наименьшего и наибольшего значения соотношения $L_{kc} / d_{kc} = 17$ и 26, соответственно. При значении d_{kc} / d_c в диапазоне 1.28-1.64 KPD_{max} больше при $L_{kc} / d_{kc} = 26$, чем при $L_{kc} / d_{kc} = 17$, но при $d_{kc} / d_c < 1.28$ наблюдается обратная ситуация.

С уменьшением диаметра сопла и соответственно увеличением соотношения d_{kc} / d_c диапазон значений коэффициентов инжекции, который соответствует рабочей области эжектора, увеличивается, что видно из максимальных значений U_{np} (см. рис. 2-5). Зависимости оптимальных значений коэффициентов инжекции $U_{np, опт}$ соответствующих режимам с максимальными значениями КПД, представленные на рисунке 6б, демонстрируют увеличение коэффициента инжекции при увеличении соотношения d_{kc} / d_c до 1.5 для всех длин камер смешения. При $d_{kc} / d_c > 1.5$ при короткой и длинной камере смешения ($L_{kc} / d_{kc} = 17$ и 26) получено уменьшение $U_{np, опт}$, причем для короткой камеры смешения снижение $U_{np, опт}$ больше, чем для длинной камеры.

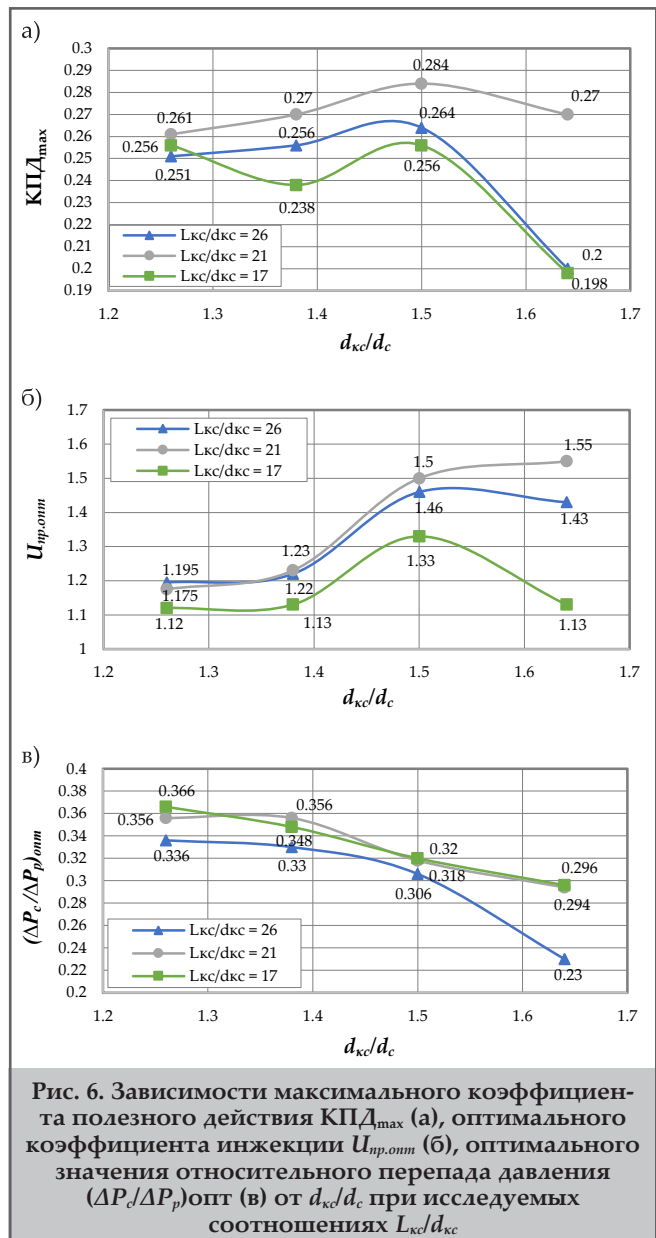


Рис. 6. Зависимости максимального коэффициента полезного действия KPD_{max} (а), оптимального коэффициента инжекции $U_{np, опт}$ (б), оптимального значения относительного перепада давлений $(\Delta P_c / \Delta P_p)_{опт}$ (в) от d_{kc} / d_c при исследуемых соотношениях L_{kc} / d_{kc}

Из рисунка 6б можно сделать вывод о том, что изменение длины камеры смешения сильнее влияет на значения оптимальных коэффициентов инжекции $U_{пр.опт}$ эжектора с меньшими диаметрами активных сопел и соответственно наибольшими отношениями $d_{кц}/d_c$.

Оптимальный коэффициент инжекции $U_{пр.опт}$ эжекторов с диаметрами сопел 3.9 мм и 4.3 мм с увеличением длины камеры смешения увеличивается в 1.12-1.37 раза. Для эжекторов с диаметрами сопел 3.3 мм и 3.6 мм наблюдается увеличение в 1.09 раза при увеличении соотношения $L_{кц}/d_{кц}$ до 21. Дальнейшее увеличение соотношения $L_{кц}/d_{кц}$ до 26 не приводит к росту значений $U_{пр.опт}$, за исключением $L_{кц}/d_{кц} = 17$ при котором $U_{пр.опт}$ продолжает расти с увеличением длины камеры смешения.

Исходя из рисунка 6в значение относительного перепада давления $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{опт}$ уменьшается при увеличении соотношения $d_{кц}/d_c$ и соответственно уменьшении d_c . Влияние длины камеры смешения на относительный

перепад давления $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{опт}$ довольно однозначно для большинства представленных эжекторов: увеличение соотношения $L_{кц}/d_{кц}$ приводит к снижению оптимального относительного перепада давления $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{опт}$.

При этом полученные значения относительного перепада давления $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{опт}$ для $L_{кц}/d_{кц} = 17$ и 21 отличаются незначительно, при этом данные значения выше, чем для $L_{кц}/d_{кц} = 26$ при всех исследуемых соотношениях $d_{кц}/d_c$.

Наибольшие значения $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{опт}$ получены для эжекторов с диаметрами сопел d_c равными 4.3 мм, т.е. при минимальном $d_{кц}/d_c = 1.26$, но при этом данные эжектора имеют низкие значения КПД_{max} и сравнительно небольшую рабочую область по коэффициенту инжекции $U_{пр}$.

Улучшение напорно-энергетических характеристик эжектора возможно за счет интенсификации энергообмена между струей рабочей жидкости и инжектируемым потоком за счет более эффективного растворения CO_2 , входящего в состав выхлопных газов.

Выводы

В данной работе приведены результаты исследования напорно-энергетических характеристик жидкостно-газового эжектора с использованием новой методики проведения экспериментальных исследований для получения его характеристик при инжекции выхлопных газов от реального источника – бензинового двигателя внутреннего сгорания.

Проведенное исследование влияние длины камеры смешения на характеристики эжектора при разных диаметрах сопел при инжекции выхлопных газов позволило установить, что длина камеры смешения влияет не только на эффективность жидкостно-газового эжектора, но и на значение относительного перепада давления и коэффициента инжекции.

При изменении соотношения длины к диаметру камеры смешения $L_{кц}/d_{кц}$ в диапазоне от 17 до 26 было установлено существенное улучшение работы эжектора, полученное при длине камеры смешения, составляющей 21 ее диаметр, при значениях параметра $d_{кц}/d_c = 1.26; 1.38; 1.5; 1.64$. Более высокие результаты получены при $d_{кц}/d_c = 1.26$. Это может быть объяснено интенсификацией энергообмена между струей рабочей жидкости и инжектируемым потоком за счет более эффективного растворения CO_2 , входящего в состав выхлопных газов.

Для эжекторов с длинами камеры смешения 17 диаметров и 26 диаметров наблюдается рост относительного перепада давления $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{опт}$ при уменьшении значения параметра $d_{кц}/d_c$. При этом значения $(\Delta P_c/\Delta P_p)_{опт}$ полученные для более короткой камеры смешения были больше, чем при наиболее длинной камере смешения.

Так же получено, что изменение длины камеры смешения в большей степени влияет на значения оптимальных коэффициентов инжекции $U_{пр.опт}$ эжектора с меньшими диаметрами активных сопел и соответственно наибольшими отношениями $d_{кц}/d_c$.

Для эжекторов с более короткой камерой смешения получены минимальные значения оптимальных коэффициентов инжекции $U_{пр.опт}$ при всех исследуемых значениях $d_{кц}/d_c$. При наиболее длинной камере смешения были получены максимальные значения оптимальных коэффициентов инжекции $U_{пр.опт}$ для эжекторов с высокими значениями $d_{кц}/d_c$. При среднем значении длины камеры смешения, составляющей 21 ее диаметр, получены максимальные оптимальные коэффициенты инжекции $U_{пр.опт}$ для всех исследуемых значений $d_{кц}/d_c$, кроме $d_{кц}/d_c = 1.26$, где максимальное значение $U_{пр.опт}$ достигнуто при $L_{кц}/d_{кц} = 26$.

Публикация выполнена в рамках проекта 202233-2-000 Системы грантовой поддержки научных проектов Российского университета дружбы народов.

Литература

1. Ваньков, А. А., Нургалиев, Р. Г., Червин, Ю. А., Зацепин, В. В. (2007). Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт. *Нефтепромысловое дело*, 3, 10-12.
2. Efimov, D. V., Lutfurakhmanov, A. G., Vinogradov, P. V., et al. (2016). Integrated modeling tool to optimize development on Roman Trebs oilfield in case of SWAG injection technology (Russian). *Oil Industry*, 9, 70-73.
3. Gladysheva, M. A., Vinogradov, P. V., Lutfurakhmanov, A. G., et al. (2017, October). Automatic control algorithms of water-gas mixture injection under implementation of SWAG technology. SPE-187774-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
4. Kamali, F., Hussain, F., Cinar, Y. (2017). An experimental and numerical analysis of water-alternating-gas and simultaneous-water-and-gas displacements for carbon dioxide enhanced oil recovery and storage. SPE-183633-PA. *SPE Journal*, 22(2), 521-538.
5. Olalotiti-Lawal, F., Onishi, T., Datta-Gupta, A., et al. (2018). Post-combustion CO₂ WAG pilot in a mature field: model calibration and optimization. SPE-191472-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*
6. Gbadamosi, A. O., Kiwalabye, J., Junin, R., Augustine, A. (2018). A review of gas enhanced oil recovery schemes used in the North Sea. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8, 1373-1387.
7. Дроздов, Н. А. (2022). Фильтрационные исследования на кернах и насыпных моделях Уренгойского месторождения для определения эффективности водогазового воздействия на пласт при извлечении конденсата из низконапорных коллекторов и нефти из нефтяных оторочек. *Записки Горного института*, 257, 783-794.
8. Ranaee, E., Moghadasi, L., Inzoli, F., et al. (2017). Identifiability of parameters of three-phase oil relative permeability models under simultaneous water and gas (SWAG) injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 159, 942-951.
9. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
10. Lei, H., Yang, S., Zu, L., et al. (2016). Oil recovery performance and CO₂ storage potential of CO₂ water-alternating-gas injection after continuous CO₂ injection in a multilayer formation. *Energy & Fuels*, 30(11), 8922-8931.
11. Nygård, J. I., Andersen, P. Ø. (2020). Simulation of immiscible water-alternating-gas injection in a stratified reservoir: performance characterization using a new dimensionless number. SPE-200479-PA. *SPE Journal*, 25(04), 1711-1728.
12. Thara, Y. Y., Wergeland, C., Bolandtaba, S. F. (2022). Water-alternating-gas injection in Brage Statfjord reservoir - A case study. SPE-209528-MS. In: *SPE Norway Subsurface Conference. Society of Petroleum Engineers*.
13. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. Москва-Ижевск: ИКИ.
14. Memon, M. K., Elraies, K. A., Al-Mossawy, M. I. (2017). Impact of new foam surfactant blend with water alternating gas injection on residual oil recovery. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(3), 843-851.
15. Sun, X., Liu, J., Dai, X., et al. (2021). On the application of surfactant and water alternating gas (SAG/WAG) injection to improve oil recovery in tight reservoirs. *Energy Reports*, 7, 2452-2459.
16. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Vishnyakov, V. V. (2022). Nanocolloids for petroleum engineering: Fundamentals and practices. *John Wiley & Sons*.
17. Suleimanov, B. A., Rzayeva, S. C., Akhmedova, U. T. (2021). Self-gasified biosystems for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 35(27), 2150274.
18. Suleimanov, B. A., Azizov, Kh. B., Abbasov, E. M. (1998). Specific features of the gas-liquid mixture filtration. *Acta Mechanica*, 130(1-2), 121-133.
19. Suleimanov, B. A., Azizov, Kh. F., Abbasov, E. M. (1996). Slippage effect during gassed oil displacement. *Energy Sources*, 18(7), 773-779.
20. Suleimanov, B. A. (2011). Mechanism of slip effect in gassed liquid flow. *Colloid Journal*, 73(6), 846-855.
21. Jamalbayov, M. A., Ibrahimov, Kh. M. (2023). New waterflooding efficiency evaluation method (on the example of 9th horizon of the Guneshli field). *Scientific Petroleum*, 1, 43-47.
22. Шахвердиев, А. Х., Арефьев, С. В., Давыдов, А. В. (2022). Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию трудноизвлекаемых. *Нефтяное хозяйство*, 4, 38-43.
23. Шахвердиев, А. Х., Мандрик, И. Э. (2007). Влияние технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на коэффициент извлечения нефти. *Нефтяное хозяйство*, 5, 76-79.
24. Шахвердиев, А. Х., Панахов, Г. М., Аббасов, Э. М. и др. (2014). Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO₂. *Нефтяное хозяйство*, 5, 90-95.
25. Страхов, П. Н., Белова, А. А., Маркелова, А. А., Страхова, Е. П. (2021). Учет неоднородности продуктивных отложений при построении геологических моделей с целью повышения эффективности водогазового воздействия. *Нефтяное хозяйство*, 2, 46-49.
26. Белов, А. Ю., Белова, А. А., Страхов, П. Н. (2021). Геологические проблемы освоения залежей углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами. *Нефтяное хозяйство*, 3, 50-53.
27. Drozdov, A. N., Gorelkina, E. I., Gorbyleva, Ya. A., Narozhnyy, I. M. (2020). Application of pumpejecting system for SWAG injection and utilization of associated gas. *Journal of Physics: Conference Series*, 1687(1), 012040.
28. Alagorni, A. H., Yaacob, Z. B., Nour, A. H., Junin, R. B. (2020). Effect of water alternating gas (WAG-N₂) after water or gas flooding on crude oil recovery in sandstone reservoirs. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 736, 022015.
29. Wei, P., Pu, W., Sun, L., et al. (2018). Oil recovery enhancement in low permeable and severe heterogeneous oil reservoirs via gas and foam flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163, 340-348.
30. Abdurrahman, M., Hidayat, F., Husna, U. Z., Arsad, A. (2020). Determination of optimum CO₂ water alternating gas (CO₂-WAG) ratio in Sumatera Light Oilfield. *Materials Today: Proceedings*, 39(2), 970-974.

31. Al-Rassas, A. M., Thanh, H. V., Ren, Sh., et al. (2022). CO₂ sequestration and enhanced oil recovery via the water alternating gas scheme in a mixed transgressive sandstone-carbonate reservoir: Case study of a Large Middle East oilfield. *Energy & Fuels*, 36(17), 10299-10314.
32. Sarvestani, A. D., Rostami, B. (2022). Impact of proper design of operating parameters on the performance of CO₂-Water Alternating Gas (CO₂-WAG) injection: a simulation study. *Petroleum Science and Technology*, 40(10), 1258-1277.
33. Wang, Z., Zhang, Y., Liao, H. (2020). Experimental investigation on precipitation damage during water alternating flue gas injection. *Oil & Gas Science and Technology. Revue d'IFP Energies Nouvelles*, 75(45), 13.
34. Wang, Z.-H., Sun, B.-W., Guo, P., et al. (2021). Investigation of flue gas water-alternating gas (flue gas – WAG) injection for enhanced oil recovery and multicomponent flue gas storage in the post-waterflooding reservoir. *Petroleum Science*, 18, 870-882.
35. Гарифуллина, Ч. А., Халиуллин, Т. Ф., Индрупский, И. М. и др. (2022). Опыт исследования и применения закачки дымовых газов для повышения нефтеотдачи. *Георесурсы*, 24(3), 149-163.
36. Anada, H. R., Watts, R. J. (1980). State of the art review of nitrogen and flue gas flooding in enhanced oil recovery. Final report for the U.S. Department of Energy DOE/МС/08333-2.
37. Горбылева, Я. А. (2021). О технологиях закачки выхлопных (дымовых) газов для извлечения нефти. *Вестник Евразийской науки*, 4(13), 1-11.
38. Дроздов, А. Н., Горелкина, Е. И. (2022). Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин. *Записки Горного института*, 254, 191-201.
39. Красильников, И. А. (2010). Разработка методики расчета характеристик жидкостно-газовых эжекторов для эксплуатации скважин и водогазового воздействия на пласт с использованием насосно-эжекторных систем. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.
40. Панахов, Р. А., Султанов, Н. Н., Гадашова, Э. В., Абдуллаев, Э. А. (2014). Возможность применения вихревого сепарационного эжектора при сборе и сепарации газа. *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*, 3, 11-14.
41. Шлеин, Г. А., Клещенко, И. И., Закиров, Н. Н. и др. (2020). Освоение и исследование скважин, вскрывших сложнопостроенные залежи нефти, струйными аппаратами. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 2(326), 32-38.
42. Drozdov, A. N., Drozdov, N. A. (2015). Prospects of development of jet pump's well operation technology in Russia. SPE-176676-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
43. Дроздов, А. Н., Дроздов, Н. А. (2020). Исследование характеристик эжектора для совершенствования технологии откачки газа из затрубного пространства при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами. *Нефтяное хозяйство*, 2, 54-57.
44. Дроздов, А. Н., Чернышов, К. И., Шинков, Н. И. и др. (2020). Влияние температуры рабочей жидкости на добычу высоковязкой нефти гидроструйными насосными установками. *Нефтяное хозяйство*, 8, 87-91.
45. Дроздов, А. Н., Горбылева, Я. А. (2019). Совершенствование эксплуатации насосно-эжекторных систем при изменяющихся расходах попутного нефтяного газа. *Записки Горного института*, 238, 415-422.
46. Тарасов, М. Ю., Зобнин, А. А., Зырянов, А. Б. и др. (2009). Разработка и промысловые испытания технологии утилизации низконапорного нефтяного газа с помощью струйных компрессоров. *Нефтяное хозяйство*, 2, 43-45.
47. Zhang, H., Zou, D., Yang, X., et al. (2022). Liquid-gas jet pump: a review. *Energies*, 15, 6978.
48. Сазонов, Ю. А., Мохов, М. А., Мищенко, И. Т. и др. (2017). Разработка эжекторных систем для месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами углеводородов. *Нефтяное хозяйство*, 10, 110-112.
49. Пестов, В. М., Яновский, А. В., Дроздов, А. Н. (2019). Совершенствование технологии закачки водогазовых смесей в пласт. *Нефтяное хозяйство*, 4, 84-86.
50. Wang, Z., Wang, S., Li, Y., et al. (2021). Design and numerical investigation of ejector for gas pressurization. *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*, 16(3), 2625.
51. Song, X., Cao, M., Shin, W., et al. (2014). Numerical investigation of a liquid-gas ejector used for shipping ballast water treatment. *Mathematical Problems in Engineering*, 259593.
52. Sonawat, A., Samad, A., Goharzadeh, A. (2014). Numerical analysis of flare gas recovery ejector. *American Society of Mechanical Engineers, Fluids Engineering Division (Publication) FEDSM*, 2, 1-7.
53. Дроздов, А. Н., Закенов, С. Т., Карабаев, С. Д. и др. (2020). Влияние расстояния от рабочего сопла до камеры смешения на характеристику жидкостно-газового эжектора. *Нефтяное хозяйство*, 8, 92-95.
54. Ponomarenko, V., Pushanko, N., Khitriy, Ya., et al. (2017). Research of operation of liquid-gas ejectors with compact and dispersed jets of liquid. *Technology Audit and Production Reserves*, 4, 1(36), 4-10.
55. Nakagawa, M., Marasigan, A. R., Matsukawa, T., Kurashina, A. (2011). Experimental investigation on the effect of mixing length on the performance of two-phase ejector for CO₂ refrigeration cycle with and without heat exchanger. *International Journal of Refrigeration*, 34(7), 1604-1613.
56. Кореннов, Б. Е. (1980). Исследование водовоздушных эжекторов с удлиненной цилиндрической камерой смешения. Автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва: ВТИ.
57. Демьянова, Л. А. (1999). Теоретические и экспериментальные исследования работы струйных аппаратов на газожидкостных смесях. Автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.
58. Карабаев, С. Д. (2021). Стендовые исследования взаимовлияния давления рабочей жидкости и газа в приемной камере на характеристики работы жидкостно-газового эжектора при изменяющихся длинах камеры смешения. *Территория «Нефтегаз»*, 3-4, 34-40.

59. Karabaev, S. D. (2021). Investigations of the liquid-jet gas pump's mixing throat lengths for well operations and associated petroleum gas utilization. *IOP Conferences Series: Earth and Environmental Science*, 666, 062003.
60. Дроздов, А. Н., Горбылева, Я. А., Горелкина, Е. И., Дроздов, Н. А. (2019). Повышение эффективности работы жидкостно-газового эжектора. *Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования*, 20(3), 254-260.
61. Gorelkina, E. I. (2021). Improvement of pump-ejector systems in order to increase the gas discharge pressure and system efficiency. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 666(6), 062007.
62. Горбылева, Я. А. (2022). Стенд для исследования характеристик насосно-эжекторных систем с использованием выхлопных газов. *Патент РФ 2784588*.

References

1. Van'kov, A. A., Nurgaliyev, R. G., Chervin, YU. A., Zatsepin, V. V. (2007). Opyt promyshlennoy realizatsii tekhnologii vodogazovogo vozdeystviya s zakachkoy vodogazovoy smesi v plast. *Neftepromyslovoye Delo*, 3, 10-12.
2. Efimov, D. V., Lutfurakhmanov, A. G., Vinogradov, P. V., et al. (2016). Integrated modeling tool to optimize development on Roman Trebs oilfield in case of SWAG injection technology (Russian). *Oil Industry*, 9, 70-73.
3. Gladysheva, M. A., Vinogradov, P. V., Lutfurakhmanov, A. G., et al. (2017, October). Automatic control algorithms of water-gas mixture injection under implementation of SWAG technology. SPE-187774-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
4. Kamali, F., Hussain, F., Cinar, Y. (2017). An experimental and numerical analysis of water-alternating-gas and simultaneous-water-and-gas displacements for carbon dioxide enhanced oil recovery and storage. SPE-183633-PA. *SPE Journal*, 22(2), 521-538.
5. Olalotiti-Lawal, F., Onishi, T., Datta-Gupta, A., et al. (2018). Post-combustion CO₂ WAG pilot in a mature field: model calibration and optimization. SPE-191472-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*
6. Gbadamosi, A. O., Kiwalabye, J., Junin, R., Augustine, A. (2018). A review of gas enhanced oil recovery schemes used in the North Sea. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8, 1373-1387.
7. Drozdov, N. A. (2022). Filtration studies on cores and sand packed tubes from the Urengoy field for determining the efficiency of simultaneous water and gas injection on formation when extracting condensate from low-pressure reservoirs and oil from oil rims. *Journal of Mining Institute*, 257, 783-794.
8. Ranaee, E., Moghadasi, L., Inzoli, F., et al. (2017). Identifiability of parameters of three-phase oil relative permeability models under simultaneous water and gas (SWAG) injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 159, 942-951.
9. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
10. Lei, H., Yang, S., Zu, L., et al. (2016). Oil recovery performance and CO₂ storage potential of CO₂ water-alternating-gas injection after continuous CO₂ injection in a multilayer formation. *Energy & Fuels*, 30(11), 8922-8931.
11. Nygård, J. I., Andersen, P. Ø. (2020). Simulation of immiscible water-alternating-gas injection in a stratified reservoir: performance characterization using a new dimensionless number. SPE-200479-PA. *SPE Journal*, 25(04), 1711-1728.
12. Thara, Y. Y., Wergeland, C., Bolandtaba, S. F. (2022). Water-alternating-gas injection in Brage Statfjord reservoir - A case study. SPE-209528-MS. In: *SPE Norway Subsurface Conference. Society of Petroleum Engineers*.
13. Suleimanov, B. A. (2022). Theory and practice of enhanced oil recovery. *Moscow-Izhevsk: ICS*.
14. Memon, M. K., Elraies, K. A., Al-Mossawy, M. I. (2017). Impact of new foam surfactant blend with water alternating gas injection on residual oil recovery. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(3), 843-851.
15. Sun, X., Liu, J., Dai, X., et al. (2021). On the application of surfactant and water alternating gas (SAG/WAG) injection to improve oil recovery in tight reservoirs. *Energy Reports*, 7, 2452-2459.
16. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Vishnyakov, V. V. (2022). Nanocolloids for petroleum engineering: Fundamentals and practices. *John Wiley & Sons*.
17. Suleimanov, B. A., Rzaeva, S. C., Akhmedova, U. T. (2021). Self-gasified biosystems for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 35(27), 2150274.
18. Suleimanov, B. A., Azizov, Kh. B., Abbasov, E. M. (1998). Specific features of the gas-liquid mixture filtration. *Acta Mechanica*, 130(1-2), 121-133.
19. Suleimanov, B. A., Azizov, Kh. F., Abbasov, E. M. (1996). Slippage effect during gassed oil displacement. *Energy Sources*, 18(7), 773-779.
20. Suleimanov, B. A. (2011). Mechanism of slip effect in gassed liquid flow. *Colloid Journal*, 73(6), 846-855.
21. Jamalbayov, M. A., Ibrahimov, Kh. M. (2023). New waterflooding efficiency evaluation method (on the example of 9th horizon of the Guneshli field). *Scientific Petroleum*, 1, 43-47.
22. Shakhverdiev, A. Kh., Arefyev, S. V., Davydov, A. V. (2022). Problems of transformation of hydrocarbon reserves into an unprofitable technogenic hard-to-recover reserves category. *Oil Industry*, 4, 38-43.
23. Shakhverdiev, A. H., Mandrik, I. E. (2007). Influence of technological features of hardly recoverable hydrocarbons reserves output on an oil-recovery ratio. *Oil Industry*, 5, 76-79.
24. Shakhverdiev, A. Kh., Panahov, G. M., Abbasov, E. M., et al. (2014). High efficiency eor and ior technology on in-situ CO₂ generation. *Oil Industry*, 5, 90-95.
25. Strakhov, P. N., Belova, A. A., Markelova, A. A., Strakhova, E. P. (2021). Accounting for productive deposits heterogeneity in geological modeling in order to improve an efficiency of water-alternated-gas injection. *Oil Industry*, 2, 46-49.
26. Belov, A. Yu., Belova, A. A., Strakhov, P. N. (2021). Geological aspects of the development of hydrocarbon deposits with hard-to-recover reserves. *Oil Industry*, 3, 50-53.

27. Drozdov, A. N., Gorelkina, E. I., Gorbyleva, Ya. A., Narozhnyy, I. M. (2020). Application of pump-ejecting system for SWAG injection and utilization of associated gas. *Journal of Physics: Conference Series*, 1687(1), 012040.
28. Alagorni, A. H., Yaacob, Z. B, Nour, A. H., Junin, R. B. (2020). Effect of water alternating gas (WAG-N₂) after water or gas flooding on crude oil recovery in sandstone reservoirs. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 736, 022015.
29. Wei, P., Pu, W., Sun, L., et al. (2018). Oil recovery enhancement in low permeable and severe heterogeneous oil reservoirs via gas and foam flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163, 340-348.
30. Abdurrahman, M., Hidayat, F., Husna, U. Z., Arsad. A. (2020). Determination of optimum CO₂ water alternating gas (CO₂-WAG) ratio in Sumatera Light Oilfield. *Materials Today: Proceedings*, 39(2), 970-974.
31. Al-Rassas, A. M., Thanh, H. V., Ren, Sh., et al. (2022). CO₂ sequestration and enhanced oil recovery via the water alternating gas scheme in a mixed transgressive sandstone-carbonate reservoir: Case study of a Large Middle East oilfield. *Energy & Fuels*, 36(17), 10299-10314.
32. Sarvestani, A. D., Rostami, B. (2022). Impact of proper design of operating parameters on the performance of CO₂-Water Alternating Gas (CO₂-WAG) injection: a simulation study. *Petroleum Science and Technology*, 40(10), 1258-1277.
33. Wang, Z., Zhang, Y., Liao, H. (2020). Experimental investigation on precipitation damage during water alternating flue gas injection. *Oil & Gas Science and Technology. Revue d'IFP Energies Nouvelles*, 75(45), 13.
34. Wang, Z.-H., Sun, B.-W., Guo, P., et al. (2021). Investigation of flue gas water-alternating gas (flue gas – WAG) injection for enhanced oil recovery and multicomponent flue gas storage in the post-waterflooding reservoir. *Petroleum Science*, 18, 870-882.
35. Garifullina, Ch. A., Khaliullin, T. F., Indrupskiy, I. M., et al. (2022). Experience in research and injection of flue gases into oil fields to increase oil recovery. *Georesources*, 24(3), 149-163.
36. Anada, H. R., Watts, R. J. (1980). State of the art review of nitrogen and flue gas flooding in enhanced oil recovery. Final report for the U.S. Department of Energy DOE/MC/08333-2.
37. Gorbyleva, Y. A. (2021). On exhaust gas (flue gas) injection technologies for oil recovery. *The Eurasian Scientific Journal*, 4(13), 1-11.
38. Drozdov, A. N., Gorelkina, E. I. (2022). Development of a pump-ejector system for SWAG injection into reservoir using associated petroleum gas from the annulus space of production wells. *Journal of Mining Institute*, 254, 191-201.
39. Krasil'nikov, I. A. (2010). Razrabotka metodiki rascheta kharakteristik zhidkostno-gazovykh ezhektorov dlya ekspluatatsii skvazhin i vodogazovogo vozdeystviya na plast s ispol'zovaniyem nasosno-ezhektornykh sistem. Avtoreferat dissertatsii na soiskaniye uchenoy stepeni kandidata tekhnicheskikh nauk. *Moskva: RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina*.
40. Panakhov, R.A., Sultanov, N. N., Gadashova, E. V., Abdullaev, E. A. (2014). Possible usage of vortex separating ejector while gas gathering and separation. *Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 3, 11-14.
41. Shlein, G. A., Kleschenko, I. I., Zakirov, N. N., et al. (2020). Development and surveying of wells that opened complicatedly composed oil deposits by jet devices. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2(326), 32-38.
42. Drozdov, A. N., Drozdov, N. A. (2015). Prospects of development of jet pump's well operation technology in Russia. SPE-176676-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
43. Drozdov, A. N., Drozdov, N. A. (2020). Investigation of the ejector characteristics to improve the technology of pumping gas from the annular space during well operation by electrical submersible pump unit. *Oil Industry*, 2, 54-57.
44. Drozdov, A. N., Chernishov, K. I., Shinkov, N. I., et al. (2020). Effect of working fluid temperature on the production of high-viscosity oil by hydro-jet-pump units. *Oil Industry*, 8, 87-91.
45. Drozdov, A. N., Gorbyleva, Y. A. (2019). Improving the operation of pump-ejector systems at varying flow rates of associated petroleum gas. *Journal of Mining Institute*, 238, 415-422.
46. Tarasov, M. Yu., Zobnin, A. A., Zyryanov, A. B., et al. (2009). Development and field tests of technology of low-pressure oil gas utilization with the help of jet compressors. *Oil Industry*, 2, 43-45.
47. Zhang, H., Zou, D., Yang, X., et al. (2022). Liquid-gas jet pump: a review. *Energies*, 15, 6978.
48. Sazonov, Yu. A., Mokhov, M. A., Mishchenko, I. T., et al. (2017). Ejector system development for hard-to-recover and unconventional hydrocarbon reserves. *Oil Industry*, 10, 110-112.
49. Pestov, V. M., Yanovsky, A. V., Drozdov, A. N. (2019). Improving the technology for water-gas mixtures pumping into the reservoir. *Oil Industry*, 4, 84-86.
50. Wang, Z., Wang, S., Li, Y., et al. (2021). Design and numerical investigation of ejector for gas pressurization. *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*, 16(3), 2625.
51. Song, X., Cao, M., Shin, W., et al. (2014). Numerical investigation of a liquid-gas ejector used for shipping ballast water treatment. *Mathematical Problems in Engineering*, 259593.
52. Sonawat, A., Samad, A., Goharzadeh, A. (2014). Numerical analysis of flare gas recovery ejector. *American Society of Mechanical Engineers, Fluids Engineering Division (Publication) FEDSM*, 2, 1-7.
53. Drozdov, A. N., Zakenov, S. T., Karabaev, S. D., et al. (2020). Effect of nozzle-to-throat spacing on water-jet gas pump performance. *Oil Industry*, 8, 92-95.
54. Ponomarenko, V., Pushanko, N., Khitriy, Ya., et al. (2017). Research of operation of liquid-gas ejectors with compact and dispersed jets of liquid. *Technology Audit and Production Reserves*, 4, 1(36), 4-10.
55. Nakagawa, M., Marasigan, A. R., Matsukawa, T., Kurashina, A. (2011). Experimental investigation on the effect of mixing length on the performance of two-phase ejector for CO₂ refrigeration cycle with and without heat exchanger. *International Journal of Refrigeration*, 34(7), 1604-1613.
56. Korennoy, B. Ye. (1980). Issledovaniye vodovozdushnykh ezhektorov s udlinonnoy tsilindricheskoy kameroy smesheniya. Avtoreferat na soiskaniye uchenoy stepeni kandidata tekhnicheskikh nauk. *Moskva: VTI*.

57. Dem'yanova, L. A. (1999). Teoreticheskiye i eksperimental'nyye issledovaniya raboty struynykh apparatov na gazozhidkostnykh smesyakh. Avtoreferat na soiskaniye uchenoy stepeni kandidata tekhnicheskikh nauk. *Moskva: RGU nefti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina*.
58. Karabaev, S. D. (2021). Bench studies of the mutual influence of motive fluid and gas pressure in the receiving chamber on the performance of a liquid-gas jet apparatus at varying mixing chamber lengths. *Oil and Gas Territory*, 3-4, 34-40.
59. Karabaev, S. D. (2021). Investigations of the liquid-jet gas pump's mixing throat lengths for well operations and associated petroleum gas utilization. *IOP Conferences Series: Earth and Environmental Science*, 666, 062003.
60. Drozdov, A. N., Gorbyleva, Y. A., Gorelkina, E. I. (2019). Increasing efficiency of work of a liquid gas ejector. *RUDN Journal of Engineering Researches*, 20(3), 254-260.
61. Gorelkina, E. I. (2021). Improvement of pump-ejector systems in order to increase the gas discharge pressure and system efficiency. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 666(6), 062007.
62. Gorbyleva, Ya. A. (2022). Stand for studying the characteristics of pump and ejector systems using exhaust gases. *Patent RU2784588*.

Экспериментальные исследования влияния длины камеры смешения на характеристику жидкостно-газового эжектора при инъекции выхлопных газов для реализации водогазового воздействия на пласт

Я. А. Горбылева, Х. Тчаро

Российский университет дружбы народов, Москва, Россия

Реферат

В данном исследовании были проведены опыты по влиянию длины камеры смешения на производительность жидкостно-газового эжектора. Эксперименты проводились на лабораторном стенде, предназначенном для физического моделирования процесса создания водогазовой смеси с использованием выхлопных газов. В проведенном исследовании впервые выполнены экспериментальные замеры параметров жидкостно-газового эжектора при инъекции выхлопных газов от реального источника. В данной работе проведено исследование влияния соотношений диаметров камеры смешения, длины камеры смешения и рабочего сопла на характеристики жидкостно-газового эжектора при различных режимах работы. Полученные экспериментальные результаты позволяют выбрать оптимальные параметры жидкостно-газового эжектора и свидетельствуют о возможности использования выхлопных газов для создания водогазовой смеси с целью дальнейшей ее закачки в пласт для увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова: насосно-эжекторная система; выхлопные газы; жидкостно-газовый эжектор; водогазовое воздействие; напорно-энергетические характеристики эжектора.

Laylara su-qaz ilə təsirin həyata keçirilməsi üçün işlənmiş qazların vurulması zamanı qarışdırma kamerasının uzunluğunun maye-qaz ejektorunun xarakteristikasına təsirinə eksperimental tədqiqatları

Y. A. Qorbilyeva, X. Tçaro

Rusiya Xalqlar Dostluğu Universiteti, Moskva, Rusiya

Xülasə

Məqalədə təqdim olunan tədqiqat işində qarışdırma kamerasının uzunluğunun maye-qaz ejektorunun işinə təsiri ilə bağlı təcrübələr aparılmışdır. Təcrübələr işlənmiş qazlardan istifadə edilərək su-qaz qarışığının yaradılması prosesinin fiziki modelləşdirməsi üçün hazırlanmış laboratoriya stendində aparılmışdır. Aparılan tədqiqatlarda işlənmiş qazların real mənbədən vurulması zamanı maye-qaz ejektorunun parametrlərinin ilk dəfə olaraq eksperimental ölçülmələri aparılmışdır. Məqalədə yerdəyişmə kamerasının diametrlərinin, qarışdırma kamerasının uzunluğunun və işçi ucluğun nisbətərlərinin müxtəlif iş rejimlərində maye-qaz ejektorunun xüsusiyyətlərinə təsiri göstərilmişdir. Əldə edilən eksperimental nəticələr maye qaz ejektorunun optimal parametrlərini seçməyə imkan verir və işlənmiş qazların su-qaz qarışığının yaradılması üçün istifadəsinin və neftveriminin artırılması üçün həmin qarışığın laylara vurulmasının mümkünlüyünə dəlalət edir.

Açar sözlər: nasos-ejektor sistemi; işlənmiş qazlar; maye-qaz ejektoru; su-qaz ilə təsir; ejektorun basqı-enerji xüsusiyyətləri.