

УДК 622.276.012+622.276.53
DOI: 10.52531/1682-1696-2026-26-3-41-52

EDN: GWWVKL

Научная статья

ВЛИЯНИЕ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ И МИНЕРАЛИЗАЦИИ РАБОЧЕЙ ЖИДКОСТИ НА НАПОРНЫЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЖИДКОСТНО-ГАЗОВЫХ ЭЖЕКТОРОВ

Е.И. Горелкина

РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ДРУЖБЫ
НАРОДОВ ИМЕНИ ПАТРИСА ЛУМУМБЫ
(МОСКВА, РОССИЯ),
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГО-
РАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. СЕРГО
ОРДЖОНИКИДЗЕ (МОСКВА, РОССИЯ)

Для успешного применения технологии водогазового воздействия как альтернативы заводнению, актуальной является разработка технологии получения и закачки в пласт водогазовой смеси, устойчивой к различным внешним факторам. Для этого необходимо подбирать оборудование и режимные параметры эксплуатации технического решения с максимально оптимальными параметрами. В проводимых ранее исследованиях установлено, что наиболее перспективным решением является применение насосно-эжекторных систем. Для лучшей адаптации технологии ВГВ-НЭС (водогазового воздействия насосно-эжекторной системы) реализованы стендовые эксперименты, характеристика струйного аппарата, в результате получены зависимости развиваемого относительного безразмерного напора и КПД жидкостно-газового эжектора от коэффициента инжекции по газу. В разных сериях эксперимента изменялись геометрические параметры (диаметры сопла и камеры смешения, относительная длина камеры смешения), давление на приеме эжектора, рабочее давление. В первых двух сериях эксперименты проводились при перекачивании пресной воды и воды с добавлением NaCl. Анализ полученных данных позволил установить большее влияние увеличения рабочего и приемного давлений по сравнению с увеличением минерализации воды. Данный эффект наблюдался при перекачивании газожидкостных смесей эжекторами с разными геометрическими параметрами проточной части.

Ключевые слова: заводнение, водогазовое воздействие на пласт, насосно-эжекторная система, жидкостно-газовый эжектор

Original article

INFLUENCE OF OPERATING PARAMETERS AND WORKING FLUID MINERALIZATION ON THE PRESSURE AND ENERGY CHARACTERISTICS OF LIQUID-GAS EJECTORS

E.I. GORELKINA

PATRICE LUMUMBA PEOPLES' FRIENDSHIP
UNIVERSITY OF RUSSIA (MOSCOW, RUSSIA),
SERGO ORDZHONIKIDZE RUSSIAN STATE
GEOLOGICAL PROSPECTING UNIVERSITY
(MOSCOW, RUSSIA)

To successfully implement water-gas injection technology as an alternative to waterflooding, it is essential to develop a method for producing and injecting a water-gas mixture that remains stable under various external conditions. This requires selecting equipment and operating parameters that ensure optimal performance. Previous studies have identified pump-ejector systems as the most promising solution. To better adapt this technology, bench-scale experiments were conducted to characterize the jet apparatus; these tests established the relationships between the gas injection ratio and both the generated relative dimensionless head and the efficiency of the liquid-gas ejector. Various experimental series involved varying geometric parameters (nozzle and mixing chamber diameters, relative mixing chamber length) as well as ejector suction and motive pressures. The first two series of experiments involved pumping fresh water and water with added NaCl. Analysis of the data revealed that increasing motive and suction pressures had a greater impact on performance than increasing water salinity. This effect was observed when pumping gas-liquid mixtures using ejectors with varying flow-path geometries.

Key words: waterflooding, water-gas injection, pump-ejector system, liquid-gas ejector

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы применение струйных аппаратов при эксплуатации объектов нефти и газа приобрело популярность, что объясняется рядом неоспоримых преимуществ данных устройств. Конструкция струй-

ных аппаратов проста, в них нет движущихся деталей, что обеспечивает высокую степень надежности и износостойкости при работе с жидкостными и газовыми средами.

Утилизация нефтяного газа реализуется посредством откачки низконапорного газа и его закачке при водогазовом воздействии. Для этого на устье нагнетательной скважины устанавливается струйный аппарат, который откачивает газ, смешивает с водой и закачивает в виде водогазовой смеси [1].

Струйные аппараты применяются в составе погружных насосно-эжекторных систем при эксплуатации добывающих скважин для откачивания потоком скважинной среды пассивного потока газожидкостной смеси или затрубного газа [9], в т.ч. из подпакерного пространства [3], для целей одновременно-раздельной эксплуатации объектов [12].

Гидроструйные аппараты позволяют реализовывать добычу высоковязкой нефти. Предложенная в [4] гидроструйная технология имеет более широкую область применения в сравнении с тепловыми методами (например, технологией парагравитационного дренажа SAGD), т.к. закачиваемая в процессе гидроструйной технологии добычи горячая вода теряет теплоту в процессе закачки медленнее, чем пар при закачке в горизонтальную скважину, т.е. [4] может применяться для более глубоко залегающих пластов.

Газовый эжектор устанавливается на линиях подачи газа из газовых скважин таким образом, чтобы активный поток высоконапорного газа проходил через эжектор, который откачивает пассивный газовый поток из скважины меньшего дебита [5, 45].

Струйный насос предложен как альтернативное насосное оборудование для перекачки водонефтяной смеси, которое отличается меньшей стоимостью по сравнению с традиционным многофазным насосом [34].

Жидкостно-газовый эжектор устанавливают перед установкой электроцентробежного насоса при перекачивании газожидкостных смесей для увеличения эффективности процесса подъема жидкости [2].

Помимо этого, эжекторы используются для увеличения добычи из скважин с низким давлением, для оптимизации работы компрессоров за счет устранения мест с меньшим диаметром поперечного сечения, снижения противодавления для увеличения добычи из скважин, освоения скважин, очисток скважин от песка, удаления скопившихся в газовых скважинах жидкостей, а также в отрасли сельского хозяйства и атомной промышленности и т.д. [14, 52].

Нельзя не упомянуть о применении струйных аппаратов в составе насосно-эжекторных систем, с помощью которых реализуется технология водогазового воздействия на пласты (закачка мелкодисперсных водогазовых смесей – ВГВ (англ. SWAG-technology)) [4, 18, 42, 43]. Данная технология набирает популяр-

Е.И. ГОРЕАКИНА
ВЛИЯНИЕ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ
И МИНЕРАЛИЗАЦИИ РАБОЧЕЙ ЖИДКОСТИ
НА НАПОРНЫЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ ЖИДКОСТНО-ГАЗОВЫХ
ЭЖЕКТОРОВ

ность, т.к. при ВГВ может закачиваться нефтяной газ, что актуально в условиях всеобщей обеспокоенности выбросами парниковых газов в атмосферу. Развитие ВГВ как метода поддержания пластового давления, увеличения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи показало существующие проблемы, требующие всестороннего исследования.

Актуальными вопросами, на решение которых обращено внимание многочисленных исследователей, являются разработка рекомендаций, которые позволят улучшить напорные и энергетические характеристики жидкостно-газового эжектора, и совершенствование методик подбора эжектора для наиболее оптимальной его эксплуатации в выбранных промысловых условиях.

Несмотря на простоту и надежность конструкции, к недостаткам струйного аппарата относят низкий КПД, который по наиболее оптимистичным оценкам стремится к значению 35%. Низкий показатель объясняется принципом работы данных устройств, при которых активный и пассивный потоки перемешиваются, при этом велики потери на трение.

Как неоднократно отмечалось в различных трудах [7, 42], в построение и развитие теории применения струйных аппаратов внесли большой вклад ряд таких ученых, как Е.Я. Соколов и Н.М. Зингер [21], R.G. Cunningham [39], а также Ю.А. Кирилловский и Л.Г. Подвиз [15], Г. Цейнер [30], Л.Д. Берман, Г.И. Ефимочкин [38], И.А. Тимс [23], Б.Ф. Лямасев [17], Ю.А. Сазонов [20], Б.Е. Кореннова [16], Е.К. Спиридонова [22], А.В. Подзерко [19].

Исследования под руководством Р.С. Яремийчука [32], А.Н. Дроздова [13], Ю.А. Цепляева [31], К.Г. Донца [8], Х.Х. Гумерского [6] сыграли большую роль для применения струйных аппаратов в процессах извлечения и добычи нефти в нашей стране.

Эффективность смешения потоков в эжекторе зависит от ряда параметров устройства, свойств потоков и режимных параметров.

Ключевыми безразмерными геометрическими параметрами, которыми принято оценивать рациональность применения эжектора, являются:

- отношение площади камеры смешения $d_{\text{кк}}$ к площади рабочего сопла d_c ;
- отношение длины $L_{\text{кк}}$ камеры смешения к его диаметру $d_{\text{кк}}$.

Размерные параметры:

- заданное расстояние между выходом рабочего сопла и входом в камеру смешения;
- форма поперечного сечения сопла и конфигурация проточной части.

Параметрами потока, которые влияют на КПД эжектора, являются:

- степень сжатия – отношение давления на выходе P_c к давлению инжектируемого потока P_w , большее влияние на степень сжатия оказывает соотношение

давления рабочего и инжектируемого потоков;

- коэффициент инжекции U – отношение расхода инжектируемого потока к расходу рабочей жидкости.

Правильный выбор длины камеры смешения может облегчить правильное перемешивание и, следовательно, снизить потери. При давлениях на входе в приемную камеру эжектора P_{np} от 0,05 до 0,18 МПа следует выбирать удлиненную камеру смешения, а P_{np} от 0,18 до 0,6 МПа оптимальная длина – средняя [47].

При перекачивании газо-жидкостных смесей по трубопроводам с применением эжекторных устройств эффективность эксплуатации эжектора снижается, если отношение объема жидкости (воды или конденсата) к объему перекачиваемого газа превышает 0,02. В данном случае рекомендуется отделять газ от воды сепаратором [51].

Эффективность эжектора обычно оценивается по степени повышения относительного безразмерного напора (безразмерного давления), который зависит от степени сжатия и коэффициента инжекции, а также по величине КПД эжектора (η). Установлено, что с ростом коэффициента инжекции степень сжатия уменьшается.

Степень сжатия также играет важную роль при проектировании и выборе размеров эжектора. В большинстве случаев оно не превышает 2–2,5. Для повышения степени сжатия используется последовательное расположение нескольких эжекторов. Компания Caltec, специализирующаяся на струйных аппаратах для нефтегазовой отрасли, достигла значения степени сжатия, равного 5,5 в одноступенчатом эжекторе, что является рекордом в нефтегазовой отрасли [41, 51].

Численный и экспериментальный анализ [48] посвящен разработке метода моделирования проточной части эжектора, в котором удастся оптимизировать процессы перемешивания потоков, и анализу возможных условий, при которых выбранная проточная часть позволит максимально эффективно эксплуатировать устройство.

В [46] предложено прогнозировать эффективность откачивания пассивного потока характеристическими кривыми эжекторов (картами производительности). Точность прогноза ограничивается использованием данных об однофазной откачке потоков.

Как отмечено выше, перспективным методом – альтернативой заводнения – является ВГВ с применением насосно-эжекторных систем, по этой причине многочисленные экспериментальные исследования раскрывают особенности работы эжекторов при перекачке водогазовых смесей. В [4] описан процесс получения и перекачки водогазовой смеси насосно-эжекторной системой при изменяющихся расходах нефтяного газа. Экспериментальные данные показали, что значения КПД эжектора η_{max} с увеличением рабочего давления P_p от 0,4 МПа сначала растут, а

после $P_p = 1,59$ МПа снижаются. Проведенные стендовые исследования подтверждают возможность регулирования работы всей системы за счет изменения рабочего давления перед соплом эжектора и расхода рабочей жидкости через сопло (при изменении расхода инжектируемого потока в несколько раз).

Разработанная насосно-эжекторная система, которая позволяет откачивать для ВГВ затрубный газ добывающих скважин [4], успешно эксплуатируется при снижении затрубного давления до 0,4 МПа – критическое значение давления, ниже которого снижать затрубное давление нецелесообразно. При затрубном давлении 0,4 МПа и больше предложенная в [4] насосно-эжекторная система успешно функционирует при реализации волновых режимов (волновой режим подразумевает попеременное подключение затрубных пространств добывающих скважин для отбора затрубного газа при реализации ВГВ). Важно отметить, что специалисты [4] разработали для условий Ромашкинского месторождения систему [4] для условий закачки пресной воды. Соответственно, для условий получения водогазовой смеси с пресной водой справедливы полученные в [4] результаты испытаний жидкостно-газового эжектора.

Помимо перечисленного, экспериментальные исследования позволили установить, что увеличение рабочего давления P_p увеличивает эффективность работы эжектора и коэффициент инжекции только до определенного уровня, после превышения которого эти параметры начинают уменьшаться [40].

Для большей эффективности ВГВ разработан принцип многоступенчатого эжекторного сжатия [4], а также построены напорно-энергетические кривые и обобщенные характеристические кривые эжектора. Расчет показал, что наивысшие КПД достигаются при степени сжатия ε от 1,5 до 3,5, при увеличении ε КПД снижается.

Увеличение вязкостей (и соотношения вязкостей) потоков приводит к снижению КПД эжектора из-за увеличения потерь на трение. Увеличение длины камеры смешения позволяет снизить потери при большом значении вязкости жидкости [44].

При описании влияния свойств перекачиваемых потоков на эффективность работы жидкостно-газового эжектора необходимо уделить внимание исследованиям процессов коалесценции газовых пузырьков. Как известно, минерализация рабочей жидкости оказывает колоссальное влияние на принцип взаимодействия жидкого и газового потоков и на эффективность струйных аппаратов. Эффект улучшения характеристик ученые связывают с улучшающимся энергообменом между потоками, который предположительно зависит от степени подавления коалесценции газовых пузырьков [4].

Эксперименты по влиянию минерализации и химического состава воды на напорные и энергетические

характеристики жидкостно-газового эжектора проводились на стенде, принципиальная схема которого и методика экспериментов описаны в [40]. Исследовались характеристики эжектора с $d_c=3,3$ мм и $d_{kc}=4,4$ и с $d_c=3,6$ мм и $d_{kc}=5,4$ мм. В качестве жидкости использовалась пресная вода, в которую при проведении серий экспериментов добавлялись различные соли, в каждой серии повышали концентрации. Эжектор откачивал струю атмосферного воздуха ($P = 0,1$ МПа). Сопоставление в [40] характеристик жидкостно-газового эжектора на пресной и соленой воде позволили установить улучшение КПД η и максимального относительного напора $\Delta P_c/\Delta P_p$, развиваемого эжектором.

В [13] рассмотрено влияние пенообразующего ПАВ на характеристики эжекторов различной конструкции. Изложенные в [13] позволили установить, что добавление пенообразующего ПАВ дисольвана при исследовании эжекторов с наиболее совершенной конструкцией не влияет на развиваемые характеристики. Эжектор с большим углом диффузора (60°) и менее подходящей конструкцией для перекачивания газожидкостных смесей развил худшие характеристики при добавлении 0,05% ПАВ. Сравнение характеристик, полученных при перекачивании технической воды и воды с ПАВ, показало, что при увеличении коэффициента инжекции до 0,65 добавление ПАВ наиболее интенсивно снижает развиваемый напор. Далее при увеличении U_g степень снижения развиваемого напора на воде с ПАВ уменьшается.

Накопленный исследовательский опыт в области способов применения струйных аппаратов и подбора параметров для их эффективного применения показал, что вопросы влияния режимных параметров и состава перекачиваемых сред недостаточно исследованы.

В частности, нет достоверных данных о сравнительном анализе влияния минерализационного состава воды и режимных параметров эжектора на развиваемый напор и КПД.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Для исследования характеристик жидкостно-газовых эжекторов и их адаптации в составе насосно-эжекторных систем при решении задач ВГВ на пласт были проведены экспериментальные исследования, которые стали логичным продолжением [40].

Схема исследуемого эжектора представлена на рис. 1. Исследовались характеристики жидкостно-газового эжектора с диафрагменным соплом, круглым поперечным сечением и цилиндрической камерой смешения.

Лабораторные исследования были проведены на стенде-макете для изучения характеристик работы насосно-эжекторной системы, схема системы и методика описаны в [11]. В качестве силового насоса применялся электроцентробежный насос CR1-25

(Grundfos), оснащенный однофазным электродвигателем, мощностью 1,5 кВт и номинальной подачей $Q_n = 1$ м³/ч. В качестве исследуемого струйного аппарата применялся жидкостно-газовый эжектор. Угол раскрытия диффузора составлял 6° , а в качестве рабочих жидкости и газа применялись проточная вода и воздух соответственно. Расстояние от среза сопла до входа камеры смешения l подбиралось в соответствии с работой [10], осуществлявшейся с помощью дополнительной шайбы (не указано на схеме). Длина камеры смешения L_{kc} регулировалась с помощью съемных секций.

Лабораторный стенд ввиду замкнутой системы работы позволяет проводить исследования как при атмосферном, так и при избыточных давлениях в приемной камере жидкостно-газового эжектора (ЖГЭ).

Исследовались зависимости развиваемого относительного безразмерного напора и КПД эжектора при изменяющемся коэффициенте инжекции по газу U_g , давление на приеме эжектора $P_{np} - 1$ атм и 6 атм. В качестве жидкости использовались пресная вода и вода с добавлением NaCl разной концентрации.

Измерения проводились при комнатной температуре 20°C .

Концентрации соли выбирались таким образом, чтобы формировалась водогазовая смесь с подавленной коалесценцией (диапазон концентраций охватил зону до критических значений, т.е. такую зону, в преде-

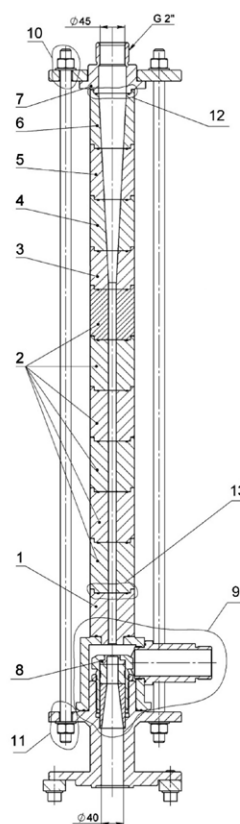


Рис. 1.

Схема исследуемого эжектора. 1 – камера смешения, 2 – блок цилиндрической камеры смешения, 3 – переходная втулка, 4–6 – блоки диффузора, 7 – выходной узел, 8 – сопло диафрагменного типа, 9 – приемная камера, 10–11 – узлы резьбового крепления фланцев, 12–13 – уплотнения блоков с помощью резиновых колец

лах которой увеличение минерализации способствует увеличению степени стабильности водогазовой смеси).

Выбор электролита обусловлен направленностью исследований на практическое применение в процессах реализации водогазового воздействия на пласт. Как известно из многочисленных источников [40], NaCl является компонентом пластовых вод многих месторождений. Содержание ионов данной соли зачастую превышает содержание иных ионов, соответственно, NaCl оказывает влияние на свойства воды и эффекты, которые наблюдаются при закачке водогазовой смеси и фильтрации смеси в пласте.

Первая серия экспериментов проведена для эжектора с диаметром сопла d_c 5,5 мм, камерой смешения d_{kc} 14 мм, относительной длиной камеры смешения $L_{отн} = 30$ ее диаметров. Первый замер выполнен при перекачивании пресной воды. Далее в воду добавлялась соль, после чего замер повторялся. Результаты замеров режимных параметров заносились в таблицу в каждом цикле.

Вторая серия экспериментов проведена после замены составляющих эжектора на составляющие с d_c 3,6 мм, камерой смешения d_{kc} 5,4 мм, $L_{отн} = 25$.

Расчет производился согласно формулам (1–5).

Относительный перепад давлений (относительный безразмерный напор) $\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p}$ находили как:

$$\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} = \frac{P_c - P_{пр}}{P_p - P_{пр}}, \quad (1)$$

где величина ΔP_c – давление, создаваемое эжектором.

$$\Delta P_c = P_c - P_{пр}, \quad (2)$$

где P_c – давление на выходе эжектора; $P_{пр}$ – давление в его приемной камере; ΔP_p – перепад давлений в рабочем сопле

$$\Delta P_p = P_p - P_{пр}, \quad (3)$$

P_p – давление перед рабочим соплом.

Объемный коэффициент инжекции по газу $U_{вх}$ вычисляли как:

$$u_{вх} = \frac{Q_{г.пр}}{Q_p}, \quad (4)$$

где Q_p – объемный расход рабочей жидкости (воды) через сопло, $Q_{г.пр}$ – объемный расход инжектируемого газа в условиях входа в приемную камеру.

КПД эжектора при откачке газа рассчитывали по формуле:

$$\eta = \frac{u_{вх} P_{пр} l \Pi \left(\frac{P_c}{P_{пр}} \right)}{P_p - P_c} \quad (5)$$

Принципиальным отличием от полученных в [4] результатов является исследование синергетического эффекта изменения состава перекачиваемой жид-

кости и режимных параметров жидкостно-газового эжектора (в [4] откачивался воздух с атмосферным давлением на приеме). Как видно из [4] и рис. 2 (приведен пример проведенных испытаний для эжектора с $d_c=3,6$ мм и $d_{kc}=5,4$ мм), существует некоторый диапазон увеличивающейся минерализации, в пределах которого наблюдается увеличение максимального безразмерного напора и КПД для эжекторов с различными геометрическими значениями проточной части.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Первая серия экспериментов. Влияние минерализации рабочей жидкости на напорные и энергетические характеристики жидкостно-газового эжектора с диаметром сопла d_c 5,5 мм, камерой смешения d_{kc} 14 мм, относительной длиной камеры смешения $L_{отн} = 30$ ее диаметров при рабочем давлении P_p 0,72 МПа и атмосферном давлении $P_{пр}$ на приеме эжектора.

При добавлении порций NaCl в каждом цикле эксперимента и замерах режимных параметров фиксировалось улучшение развиваемых характеристик.

Добавление 7% NaCl позволяет расширить область бескавитационной работы эжектора, коэффициент инжекции по газу $U_{вх}$ увеличивается с 3,78 до 3,88, при этом максимальный КПД эжектора η_{max} возрастает от 34,96 до 38,13%.

Дальнейшее увеличение концентрации в данной серии испытаний не приводит к увеличению характеристик эжектора.

Вторая серия экспериментов. Анализ напорных и энергетических характеристик жидкостно-газового эжектора с диаметром сопла d_c 5,5 мм, камерой смешения d_{kc} 14 мм, относительной длиной камеры смешения $L_{отн} = 30$ ее диаметров при абсолютном рабочем давлении P_p 1,32 МПа и давлении $P_{пр}$ на приеме эжектора 0,6 МПа.

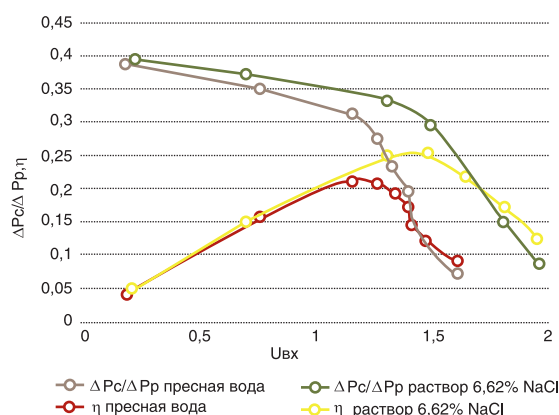


Рис. 2.

Сопоставление напорно-энергетических характеристик второго эжектора с $d_c=3,6$ мм и $d_{kc}=5,4$ мм при откачке воздуха из атмосферы струей пресной воды ($P_p=1,3$ МПа, $Q_p=1,08$ м³/час) и струей соленой воды ($P_c=1,35$ МПа, $Q_p=1,07$ м³/час) с массовой концентрацией NaCl, составляющей 6,62% [4]

В последующей серии исследований повышены рабочее и приемное давления до 1,22 и 0,6 МПа соответственно. В сравнении с данными первой серии исследований характеристики изменяются на небольшую величину: коэффициент инжекции, при котором эжектор эксплуатируется в бескавитационном режиме, увеличивается до 3,92 на 0,08 (в пределах погрешности измерений), максимальный КПД η_{max} возрастает 45,6 до 47,5%.

Третья серия экспериментов. Исследование характеристик жидкостно-газового эжектора с диаметром сопла d_c 3,6 мм, камерой смешения d_{kc} 5,4 мм, $L_{отн} = 25$, давлении на приеме $P_{пр} = 0,1$ МПа и рабочем давлении P_p 1,4 МПа.

На рис. 3 А представлены зависимости относительного напора жидкостно-газового эжектора при измененных геометрических параметрах проточной части. Здесь коэффициент инжекции U_r увеличился от 1,16 до 1,31 и максимальное значение КПД η_{max} , который может развивать эжектор, возросло от 20,92 до 25,3% (рис. 3Б).

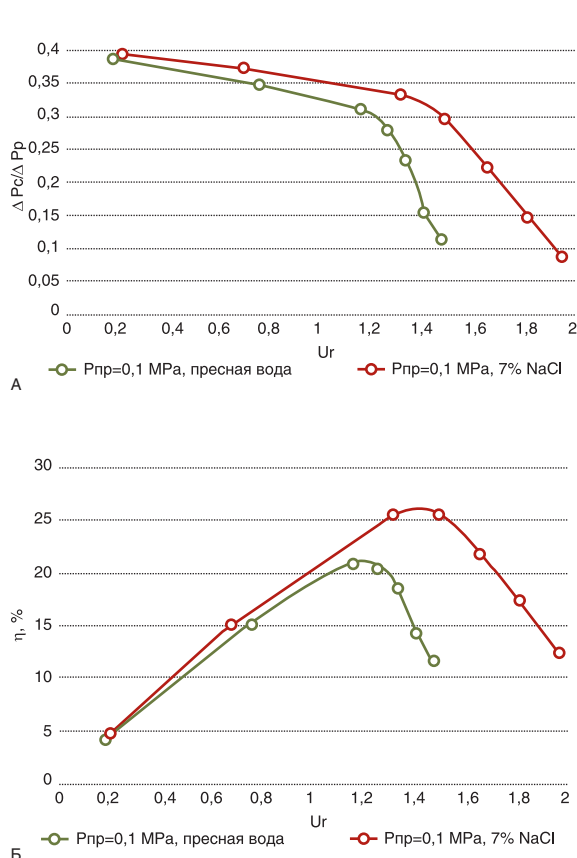


РИС. 3.

А – Напорные характеристики эжектора. Б – Энергетические характеристики эжектора с диаметром сопла d_c 3,6 мм, камеры смешения d_{kc} 5,4 мм, относительной длиной камеры смешения $L_{отн} = 25$ ее диаметров при откачке воздуха струей пресной воды (1) и соленой воды с концентрацией хлористого натрия 7% (2) при рабочем давлении перед соплом 1,4 МПа и атмосферном давлении в приемной камере

Четвертая серия экспериментов. Зависимости безразмерного напора и КПД жидкостно-газового эжектора с диаметром сопла d_c 3,6 мм, камерой смешения d_{kc} 5,4 мм, $L_{отн} = 25$, давлении на приеме $P_{пр} = 0,6$ МПа и рабочем давлении P_p 1,8 МПа.

При изменении режимных параметров для эжектора выбранной конфигурации и габаритов U_r увеличился не существенно (с 1,26 до 1,3) (рис. 4А), η_{max} с 38,2 увеличился до 41,27% (рис. 3Б).

ОБСУЖДЕНИЕ

Заводнение, несмотря на накопленный опыт лабораторных и промысловых исследований, сохраняет тревожные тенденции низких КИН, обводнения добываемой продукции, ухудшения коллекторских свойств пород. Теория фильтрации двухфазного потока, созданная Баклий-Левреттом, не позволяет учесть влияние неустойчивости фронта вытеснения и ее негативные последствия, провоцирующие скачкообразное изменение и тройственности водонасыщен-

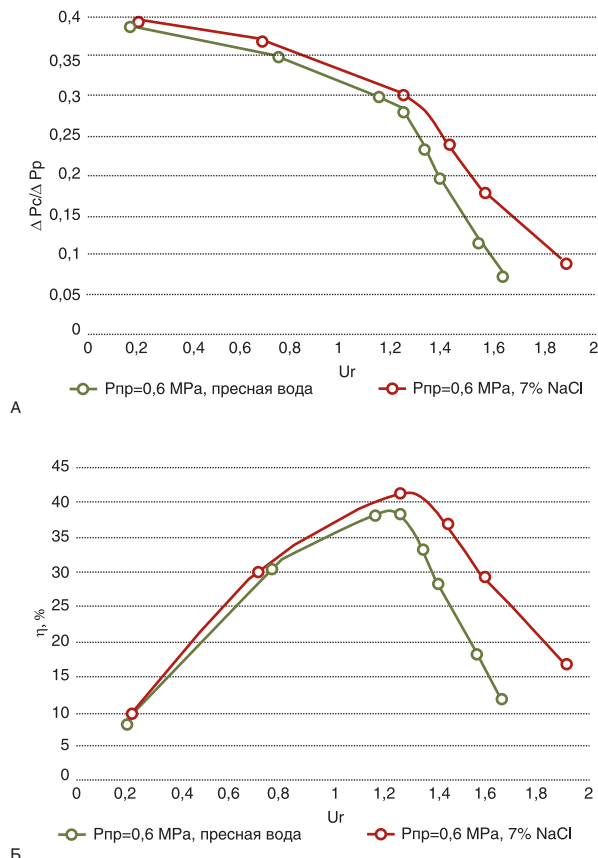


РИС. 4.

А – Напорные характеристики эжектора.

Б – Энергетические характеристики эжектора с диаметром сопла d_c 3,6 мм, камеры смешения d_{kc} 5,4 мм, относительной длиной камеры смешения $L_{отн} = 25$ ее диаметров при откачке воздуха струей пресной воды (1) и соленой воды с концентрацией хлористого натрия 7% (2) при избыточном рабочем давлении перед соплом 1,8 МПа и давлении в приемной камере 0,6 МПа

ности [50]. Данная проблема десятилетиями рассматривается учеными всего мира, заинтересованными в оптимизации процессов углеводорододобычи. Среди наиболее оптимистичных решений выделяются предложения, которые нацелены на количественную и качественную оценку критериев, влияющих на конечный КИН и различные особенности промысла, оптимизацию процесса закачки и отбора для своевременного прогнозирования и предотвращения прорыва фронта вытеснения [24, 26].

С учетом вышеизложенного перед исследователями открывается простор для поиска новых решений, способных охватить многообразие условий и факторов вводимых в разработку объектов и месторождений на поздних стадиях разработки.

Одним из направлений в данной области являются способы добавления в закачиваемую воду веществ, изменяющих ее свойства.

Предложенная в [25, 27, 28, 35–37] технология заключается в закачивании растворов химических реагентов. Пластовые давления и температура инициируют химическую реакцию, продуктом которой является углекислый газ. Образующаяся водогазовая оторочка эффективно вытесняет остаточные запасы. Для увеличения эффективности возможно добавление пенообразующих реагентов [37].

Закачка водогазовых смесей позволяет воздействовать на залежи трудноизвлекаемых запасов углеводородов, в т.ч. залежи высоковязких нефтей [4]. Данный метод увеличения нефтеотдачи пластов позволяет увеличить зону охвата пласта воздействием, что характеризует его как перспективную технологию.

Анализ накопленного промыслового опыта водогазового воздействия, в том числе с применением эжекторных и насосно-эжекторных систем, позволил выявить возможные осложнения, которые могут возникнуть при неверном проектировании процесса воздействия. Одним из примеров является ВГВ на шельфовом месторождении Негра. Согласно пилотному проекту, закачка водогазовой смеси велась в несколько нагнетательных скважин. Для получения водогазовой смеси использовалась насосно-эжекторная система, которая работала следующим образом. Насос для подачи воды закачивал морскую воду в сопло эжектора. Эжектор откачивал попутный нефтяной газ объекта, диспергировал получаемую водогазовую смесь, которая по линии подачи смеси нагнеталась в выбранные скважины. Пластовые температуры и географическое расположение объекта, а также использование морской минерализованной воды обеспечили ингибирование выпадения гидратов. Предполагалось, что в процессе закачки по стволу скважины давление нагнетания увеличится за счет формирования столба водогазовой смеси в стволе. Однако, согласно результатам интерпретации данных проведенного комплекса промыслово-геофизических исследований, водогазо-

вая смесь начала расслаиваться на газ и воду несколькими метрами ниже башмака НКТ. В дальнейшем, согласно опубликованным материалам, потоки воды и газа устремились к добывающим скважинам. Процесс ВГВ был прекращен в связи с его неэффективностью и убыточностью проекта [39, 49].

Водогазовое воздействие, спроектированное на Котовском месторождении, внедрялось посредством откачивания высоконапорного газа из газового пласта. Эжектор смешивал воду и откачиваемый газ для направления мелкодисперсной водогазовой смеси в скважину [29]. После периода эксплуатации, когда давление в газовом пласте упало ниже предельно допустимого значения, ВГВ было прекращено.

Минерализация пластовых вод месторождений Урало-Поволжья превышает минерализацию морских вод. Закачка пластовой воды в качестве газовой фазы смеси положительно отразится на характеристиках насосно-эжекторной системы в процессах ВГВ и эффективности воздействия водогазовой смеси на пластовые флюиды, о чем свидетельствует опыт Ромашкинского месторождения [4].

В опубликованных источниках раскрываются данные о внедрении на иных отечественных и зарубежных объектах, исходя из анализа которых, можно уверенно говорить о недостаточной проработанности проектирования и подготовки оборудования для ВГВ. Соответственно, актуальность результатов данной работы не вызывает сомнений: они позволяют расширить надежность и эффективность водогазового воздействия.

Обсуждая полученные зависимости, необходимо отметить наличие положительных приращений характеристик в каждом эксперименте (табл. 1).

При сопоставлении результатов исследований при изменении режимных параметров наблюдается большее изменение характеристик в сторону их увеличения. Энергетическая характеристика, полученная при проведении 2-й серии исследований, на 10% превышает $\Delta\eta_{\text{max}}$ при меньших режимных давлениях (серия 1). Это связано с тем, что увеличение давления приводит к уменьшению газосодержания. Газ обладает высокой сжимаемостью, при увеличении давления диаметры газовых пузырьков уменьшаются, и перекачиваемая водогазовая смесь становится более однородной. Данное улучшение также наблюдается при сравнении результатов серий 3 и 4 (здесь $\Delta\eta_{\text{max}}$ составляет более 10% и для пресной, и для минерализованной воды).

ВЫВОДЫ

Анализируя полученные данные, основные выводы можно сформулировать в следующих положениях:

1. Увеличение концентрации растворенной соли до 7% улучшает напорную и энергетическую характеристики жидкостно-газового эжектора.
2. Изменение значений относительного напора и

ТАБЛИЦА 1.

Полученные результаты исследований напорных и энергетических характеристик жидкостно-газовых эжекторов на пресной воде и воде с добавлением 7% NaCl

Параметры	$d_c - 5,5 \text{ мм}, d_{kc} - 14 \text{ мм}, L_{отн} - 30$		$d_c - 3,6 \text{ мм}, d_{kc} - 5,4 \text{ мм}, L_{отн} - 25$	
	$P_p - 0,72 \text{ МПа}, P_{np} - 0,1 \text{ МПа}$	$P_p - 1,22 \text{ МПа}, P_{np} - 0,6 \text{ МПа}$	$P_p - 1,3 \text{ МПа}, P_{np} - 0,1 \text{ МПа}$	$P_p - 1,8 \text{ МПа}, P_{np} - 0,6 \text{ МПа}$
ΔU_g при $\Delta \eta_{max}$	0,1	0,08	0,15	0,04
$\Delta \eta_{max}, \%$	3,17	1,9	4,38	3,07

КПД эжекторов с различными значениями геометрических параметров с разной степенью зависят от минерализации рабочей жидкости и давления на приеме эжекторов и рабочего давления.

3. Повышение давления в приемной камере оказывает более сильное влияние по сравнению с увеличением минерализации рабочей жидкости.
4. Увеличение концентрации добавляемой соли в пределах каждой серии реализовывалось одинаковыми порциями. При этом значения максимального КПД увеличивались линейно в пределах каждой серии экспериментов (в зависимости от концентрации соли).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученные результаты подтверждают целесообразность закачки минерализованной (пластовой) воды в качестве рабочей жидкости в насосно-эжекторных системах: минерализация пластовых вод некоторых месторождений превышает минерализацию морской воды, что положительно отражается на характеристиках системы и эффективности воздействия на пластовые флюиды.

Благодарности: Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-29-00882 «Проведение фундаментальных научных исследований и поисковых научных исследований малыми отдельными научными группами».

ЛИТЕРАТУРА

1. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Использование устьевого эжектора для утилизации попутного газа на Южно-Охтеурском месторождении // Фундаментальные исследования. 2016. № 1–1. С. 13–17.
2. Вербицкий В.С., Горидько К.А., Федоров А.Э., Дроздов А.Н. Исследование характеристик электроцентробежного насоса с эжектором на входе при откачке газожидкостных смесей // Нефтяное хозяйство. 2016. № 9. С. 106–109.
3. Вербицкий В.С., Дроздов А.Н., Деньгаев А.В., Маркелов Д.В., Грехов И.В. Промысловые исследования насосно-эжекторных систем «Тандем» в ОАО «Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство.

2005. № 2. С. 96–99.

4. ГОРЕЛКИНА Е.И. Совершенствование технологий применения насосно-эжекторных систем для эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: дисс. ... канд. техн. наук. М.: ИПНГ РАН, 2025.
5. Грязнова И.В. Повышение степени извлечения природного газа в период падающей добычи с применением эжекторных технологий, Дисс. на сои-ие уч. ст. к.т.н., М.: РГУНГ. 2011,
6. ГУМЕРСКИЙ Х.Х. Особенности эксплуатации добывающих скважин струйными насосными установками: дисс. ... канд. техн. наук. М.: Государственная академия нефти и газа имени И.М. Губкина. 1996. 131 с.
7. ДЕМЬЯНОВА Л.А. Теоретические и экспериментальные исследования работы струйных аппаратов на газожидкостных. Дисс. на сои-ие уч. ст. к.т.н. М.: Государственная академия нефти и газа им. И.М. Губкина. 1999. 174 с.
8. ДОНЕЦ К.Г. Гидроструйные компрессорные установки. М.: Недра. 1990.
9. ДРОЗДОВ А.Н., ДРОЗДОВ Н.А. Исследование характеристик эжектора для совершенствования технологии откачки газа из затрубного пространства при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами // Нефтяное хозяйство. 2020. № 2. С. 54–57. DOI:10.24887/0028-2448-2020-2-54-57
10. ДРОЗДОВ А.Н., ЗАКЕНОВ С.Т., КАРАБАЕВ С.Д., ОЛМАСХАНОВ Н.П., ДРОЗДОВ Н.А., ЕСНИЯЗОВ Д.Г., КОСЖАНОВ А.А. Влияние расстояния от рабочего сопла до камеры смешения на характеристику жидкостно-газового эжектора // Нефтяное хозяйство. 2020. №8. С. 92–95. DOI:10.24887/0028-2448-2020-8-92-95
11. ДРОЗДОВ А.Н., КАРАБАЕВ С.Д., ОЛМАСХАНОВ Н.П., ЕСНИЯЗОВ Д.Г., КОСЖАНОВ А.А. и др. Исследование характеристик эжекторов для технологий нефтегазового и горного дела // Деловой журнал Neftegaz. RU. 2020. №. 3, 5. С. 35–42.
12. ДРОЗДОВ А.Н. Опыт применения и перспективы развития погружных насосно-эжекторных систем // Территория НЕФТЕГАЗ. 2012. № 2. С. 86–88.
13. ДРОЗДОВ А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях.

- М. 2008. 312 с.
14. Дроздов Н.А. Повышение кавитационного коэффициента инъекции струйного аппарата для реализации экологически чистых технологий // SOCAR Proceedings. 2022. №2. С. 13–18. DOI: 10.5510/OGP2022SI200733
15. Кирилловский Ю.А., Подвидз А.Г. Расчет струйных насосов и установок // Труды ВНИИГидромаш. М., 1968. Вып. 38. С. 44–95.
16. Кореннов Б.Е. Исследование водовоздушных эжекторов с удлиненной цилиндрической камерой смешения: дисс. ... к.т. н. М.: ВТИ. 1980.
17. Лямаев Б.Ф. Гидроструйны насос и установки. Л.: Машиностроение. Ленингр. отделение, 1988. 256 с.
18. Пестов В.М., Яновский А.В., Дроздов А.Н. Совершенствование технологии закачки водогазовых смесей в пласт // Нефтяное хозяйство. 2019. № 4. С. 84–86.
19. Подзерко А.В. Исследование и расчет струйного насоса с газожидкостной эжектируемой средой. Дисс. на сои-ие уч. ст. д.т.н. Пермь: Южно-Уральский государственный университет. 2000.
20. Сазонов Ю.А. Разработка методологических основ проектирования насосно-эжекторных установок для условий нефтегазовой промышленности: дисс. ... д-ра техн. наук. Москва: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. 2010. 394 с.
21. Соколов Е.Я., Зингер Н.М. Струйные аппараты. М.: Энергоатомиздат. 1989.
22. Спиридонов Э.К. Теоретические основы расчета и проектирования струйных аппаратов для газожидкостных сред: дисс. ... д-ра техн. наук. Челябинск. 1996.
23. Тиме И.А. Второе исследование водоструйных приборов // Горный журнал. 1892. Т. 1. № 2. С. 25–31.
24. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В. Прогноз прорыва воды при заводнении в условиях неустойчивости фронта вытеснения нефти водой // SOCAR Proceedings. 2023. № 3. С. 58–67. DOI: 10.5510/OGP20230300887
25. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Мандрик И.Э., Бахтияров С.И. Интегративная эффективность воздействия на пласт при внутрипластовой генерации газа // Нефтяное хозяйство. 2006. №11. С. 76–78.
26. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Расулова С.Р.Г. О возможности регулирования вязкостной аномалии в гетерогенных смесях // Вестник РАЕН. 2014. Т. 14. № 1. С. 28–33.
27. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М., HUIMIN ZENG, YIGANG LIU, SHUNYAO LUO. Инновационная технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода // Нефтяное хозяйство. 2010. № 6. С. 44–47.
28. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М., JIANG R., BAKHTIYAROV S. Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO₂ // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 90–95.
29. Шевченко А.К., Чижов С.И., Тарасов А.В. Предварительные результаты закачки в пласт мелкодисперсной водогазовой смеси на поздней стадии разработки Котовского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2011. № 10. С. 100–102.
30. Цейнер Г.А. Техническая термодинамика, 1887.
31. Цепляев Ю.А. Исследование подъема жидкости из скважин струйными насосами на нефтяных месторождениях Западной Сибири. Дисс. на сои-ие уч. ст. к.т.н. Тюмень: Тюменский индустриальный институт. 1974.
32. Яремийчук Р.С. и др. Применение струйных аппаратов при освоении скважин. М.: ВНИИОЭНГ, 1988.
33. AGRAWAL G., VERMA V., GUPTA S., SINGH R., PANDEY A. ET. AL. Novel Approach for Evaluation of Simultaneous Water and Gas Injection Pilot Project in a Western Offshore Field, India // SPE Oil & Gas India Conference and Exhibition. 24–26 November 2015, Mumbai, India. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-178122-MS. DOI: 10.2118/178122-MS
34. ASUAJE M., TOTEFF J., NOGUERA R. Evaluation of a jet-pump for the improvement of oil-water flow in pipeline loops using CFD tools, E3S Web of Conferences 321, 02012 (2021) <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202132102012>
35. BAKHTIYAROV S., GRIGG R., SERIGHT R., SVEC R., SNEIDER R. ET AL. Technology on in-situ gas generation to recover residual oil reserves // Отчет о НИР № DE-FC26-05NT15478. 2008.
36. BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., SHAKHVERDIYEV A.КН., ABBASOV E.M. Oil recovery by in-situ gas generation: Volume and pressure measurements // Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006. 2006. 1 SYPMOSIA. FEDSM2006. P. 1487–1492. DOI: 10.1115/FEDSM2006-98359
37. BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., SHAKHVERDIYEV A.КН., ABBASOV E.M. Polymer/surfactant effects on generated volume and pressure of CO₂ in EOR technology // Proceedings of the 5th Joint ASME/JSME Fluids Engineering Summer Conference, FEDSM 2007, 2007, 1 SYMPOSIA(PART B), P. 1583–1589. DOI: 10.1115/FEDSM2007-37100
38. BERMAN L.D., EFIMOSHCHIN G.I. Characteristics and calculation of low-pressure water jet ejectors Teploenergetika // Thermal Power Engineering. 1966. V. 6. P. 89–92.
39. CUNNINGHAM R.G., HANSEN A.G., NA T.Y. Jet Pump Cavitation // Journal of Basic Engineering. 1970.

- V. 92(3). P. 483. DOI:10.1115/1.3425040
40. DROZDOV A.N., DROZDOV N.A., BUNKIN N.F., KOZLOV V.A. Study of suppression of gas bubbles coalescence in the liquid for use in technologies of oil production and associated gas utilization // Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017. 2017. DOI: 10.2118/187741-RU
41. DROZDOV A.N., MALYAVKO E.A., ALEKSEEV Y.L., SHASHEL O.V. Stand research and analysis of liquid-gas jet-pump's operation characteristics for oil and gas production // Proceedings – SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2011. V. 3. P. 2122–2130.
42. DROZDOV A.N., VERBITSKY V.S., LAMBIN D.N., DENGAEV A.V. Stand research and analysis of average-integral characteristics of submersible centrifugal pumps operating at gas-liquid mixtures // SPE Production and Operations Symposium, Proceedings. 2011. C. 311–317. DOI:10.2118/146638-MS
43. DROZDOV A.N., TELKOV V.P., EGOROV YU.A., VERBITSKY V.S., DENGAEV A.V., LAMBIN D.N., KRASILNIKOV I.A. Solution of problems of water-gas influence (WGI) on the layer using jet and electrical centrifugal pumping technology // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2008. 2008. 2. C. 1155–1170. DOI: 10.2118/117380-RU
44. ELGOZALI A., LINEK V., FIALOVÁ M., WEIN O., ZAHRADNÍK J. Influence of viscosity and surface tension on performance of gas-liquid contactors with ejector type gas distributor // Chemical Engineering Science. 2002. V. 57, Is. 15. P. 2987–2994. DOI: 10.1016/S0009-2509(02)00165-3
45. FEDOROV A., IBATULIN A. Increasing of Operation Efficiency of Low Pressure Gas Wells by Using of Gas-Jet Device's, SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2018. SPE-191733-18RPTC-MS <https://doi.org/10.2118/191733-18RPTC-MS>
46. HAIDER M., ELBEL S. Development of Ejector Performance Map for Predicting Fixed-geometry Two-phase Ejector Performance for Wide Range of Operating Conditions // International Journal of Refrigeration. 2021. V. 128(1). DOI: 10.1016/j.ijrefrig.2021.03.022
47. KARABAEV S.D. Investigations of the Liquid-Jet Gas Pump's Mixing Throat Lengths for Well Operations and Associated Petroleum Gas Utilization // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. V. 666(6). P. 062003. DOI: 10.1088/1755-1315/666/6/062003
48. MCGOVERN R.K., BULUSU K.V., ANTAR M., LIENHARD J. One-dimensional Model of an Optimal Ejector and Parametric Study of Ejector Efficiency // Conference: ECOS 2012 – The 25th International Conference On Efficiency, Cost, Optimization, Simulation And Environmental Impact Of Energy Systems June 26–29, 2012, Perugia, ItalyAt: Perugia, Italy.
49. ROUNCE J., LENN C.P., CATALA G. New power in production logging // SPE 53239. 1999.
50. SHAKHVERDIEV A.K., SHESTOPALOV Y.V., MANDRIK I.E., AREFYEV S.V. Optimization of reservoir waterflooding with unstable displacement front // ANAS Transactions, Earth Sciences. 2023. V. 2. P. 64–78. DOI: 10.33677/ggianas20230200103
51. SONAWAT A., SAMAD A. Flare gas recovery using ejector- a review // Proceedings of 39th National Conference on Fluid Mechanics & Fluid PowerAt: SVNIT, Surat, Gujrat, Proceedings of the Thirty Ninth National Conference on Fluid Mechanics and Fluid Power, December 13–15, 2012, SVNIT Surat, Gujarat, India, FMFP201282.
52. VARSEGOVA E., OSIPOVA L., BUGEMBE D. A study of flow characteristics in a low-pressure ejector installation // E3S Web of Conferences. 2021. V. 274. P. 08006 <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202127408006>

REFERENCES

1. APASOV T.K., APASOV G.T., SARANCH A.V. Use of a wellhead ejector for associated petroleum gas utilization at the Yuzhno-Okhteurskoye field. *Fundamental'nyye issledovaniya*. 2016; 1-1: 13–17. (In Russian).
2. VERBITSKY V.S., GORIDKO K.A., FEDOROV A.E., DROZDOV A.N. Investigation of the characteristics of an electric submersible pump with an inlet ejector for pumping gas-liquid mixtures. *Neftyanoe Khozyaystvo*. 2016; 9: 106–109. (In Russian).
3. VERBITSKY V.S., DROZDOV A.N., DENGAYEV A.V., MARKELOV D.V., GREKHOV I.V. Field studies of "Tandem" pump-ejector systems at OJSC Yuganskneftegaz. *Neftyanoe Khozyaystvo*. 2005;2:96–99. (In Russian).
4. GORELKINA E.I. Improving technologies for the application of pump-ejector systems in oil and gas field operations: Diss. ... Cand. Sc. (Eng.). Moscow: IPNG RAN, 2025. (In Russian).
5. GRYAZNOVA I.V. Increasing the natural gas recovery rate during the declining production period using ejector technologies: Candidate of Technical Sciences dissertation, Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 2011. (In Russian).
6. GUMERSKY KH.KH. Operational features of production wells using jet pump units: Candidate of Technical Sciences dissertation. Moscow: Gubkin State Academy of Oil and Gas. 1996: 131. (In Russian).
7. DEMYANOVA L.A. Theoretical and experimental studies of jet device operation with gas-liquid mixtures: Candidate of Technical Sciences dissertation. Moscow: Gubkin State Academy of Oil and Gas. 1999: 174. (In Russian).
8. DONETS K.G. Hydro-jet compressor units. Moscow: Nedra. 1990. (In Russian).
9. DROZDOV A.N., DROZDOV N.A. Investigation of ejector characteristics to improve the technology of gas

- evacuation from the annulus during electric submersible pump (ESP) well operations. *Neftyanoe Khozyaystvo*. 2020; 2: 54–57. DOI:10.24887/0028-2448-2020-2-54-57 (In Russian).
10. DROZDOV A.N., ZAKENOV S.T., KARABAEV S.D., OLMASKHANOV N.P., DROZDOV N.A. ET AL. Effect of the distance from the motive nozzle to the mixing chamber on the performance of a liquid-gas ejector. *Neftyanoe Khozyaystvo*. 2020;8: 92–95. DOI:10.24887/0028-2448-2020-8-92-95 (In Russian).
11. DROZDOV A.N., KARABAYEV S.D., OLMASKHANOV N.P., YESNIYAZOV D.G., KOSZHANOV A.A. ET AL. Study of ejector characteristics for oil, gas, and mining technologies. *Delovoy zhurnal Neftegaz*. 2020;3(5): 35–42. (In Russian).
12. DROZDOV A.N. Application experience and development prospects of downhole pump-ejector systems. *Territoriya NEFTEGAZ*. 2012; 2: 86–88. (In Russian).
13. DROZDOV A.N. Technology and Equipment for Oil Production Using Submersible Pumps in Challenging Conditions. Moscow, 2008:312. (In Russian).
14. DROZDOV N.A. Increasing the Cavitation Injection Coefficient of a Jet Apparatus for Implementing Environmentally Friendly Technologies. *SOCAR Proceedings*. 2022;S2:13–18. DOI: 10.5510/OGP2022-SI200733 (In Russian).
15. KIRILLOVSKY YU.L., PODVIDZ L.G. Calculation of Jet Pumps and Units. Proceedings of VNIIGidromas, Moscow, 1968;38: 44–95. (In Russian).
16. KORENNOV B.E. Investigation of water-air ejectors with an elongated cylindrical mixing chamber: Dissertation for the degree of Candidate of Technical Sciences. Moscow: VTI, 1980. (In Russian).
17. LYAMAEV B.F. Hydro-jet pumps and installations. Leningrad: *Mashinostroenie*, 1988:256. (In Russian).
18. PESTOV V.M., YANOVSKY A.V., DROZDOV A.N. Improving the technology for injecting water-gas mixtures into the reservoir. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2019; 4: 84–86. (In Russian).
19. PODZERKO A.V. Investigation and design of a jet pump with a gas-liquid ejected medium: Dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences. Perm: South Ural State University, 2000. (In Russian).
20. SAZONOV YU.A. Development of methodological foundations for the design of pump-ejector units for oil and gas industry applications: Doctoral dissertation (Engineering). Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 2010:394. (In Russian).
21. SOKOLOV E.YA., ZINGER N.M. Jet apparatuses. Moscow: Energoatomizdat. 1989. (In Russian).
22. SPIRIDONOV E.K. Theoretical foundations for the calculation and design of jet apparatuses for gas-liquid media: Doctoral dissertation (Engineering). Chelyabinsk. 1996. (In Russian).
23. TIME I.A. Second study of water-jet devices. *Gornyy Zhurnal*. 1892;1;(2): 25–31. (In Russian).
24. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFYEV S.V. Prediction of water breakthrough during waterflooding under conditions of oil-water displacement front instability. *SOCAR Proceedings*. 2023; 3: 58–67. DOI: 10.5510/OGP20230300887 (In Russian).
25. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., MANDRIK I.E., BAKHTIYAROV S.I. Integrative efficiency of reservoir treatment involving in-situ gas generation. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2006;11: 76–78. (In Russian).
26. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., RASULOVA S.R.G. On the possibility of controlling viscosity anomalies in heterogeneous mixtures. *Vestnik RAEN*. 2014;14; (1): 28–33. (In Russian).
27. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., HUIMIN ZENG, YIGANG LIU, SHUNYAO LUO. Innovative technology for recovering residual hydrocarbon reserves via in-situ carbon dioxide generation. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2010; 6: 44–47. (In Russian).
28. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., JIANG R., BAKHTIYAROV S. High-efficiency technology for enhanced oil recovery and production stimulation based on in-situ CO₂ generation. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014; 5: 90–95. (In Russian).
29. SHEVCHENKO A.K., CHIZHOV S.I., TARASOV A.V. Preliminary results of injecting a finely dispersed water-gas mixture into the reservoir at the late stage of the Kotovskoye field development. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2011; 10: 100–102. (In Russian).
30. ZEUNER G.A. Technical Thermodynamics, 1887. (In Russian).
31. TSEPLYAEV YU.A. Investigation of fluid lifting from wells using jet pumps at Western Siberian oil fields: Candidate of Technical Sciences dissertation. Tyumen: Tyumen Industrial Institute, 1974. (In Russian).
32. YAREMIYCHUK R.S. ET AL. Application of jet devices in well completion. Moscow: VNIIOENG, 1988. (In Russian).
33. AGRAWAL G., VERMA V., GUPTA S., SINGH R., PANDEY A. ET AL. Novel Approach for Evaluation of Simultaneous Water and Gas Injection Pilot Project in a Western Offshore Field, India. SPE Oil & Gas India Conference and Exhibition. 24–26 November 2015, Mumbai, India. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-178122-MS. DOI: 10.2118/178122-MS
34. ASUAJE M., TOTEFF J., NOGUERA R. Evaluation of a jet-pump for the improvement of oil-water flow in pipeline loops using CFD tools, E3S Web of Conferences 321, 02012 (2021) <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202132102012>
35. BAKHTIYAROV S., GRIGG R., SERIGHT R., SVEC R., SNEIDER R. ET AL. Technology on in-situ gas generation to recover residual oil reserves. № DE-FC26-05-NT15478. 2008.
36. BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., SHAKHVERDIYEV A.KH., ABBASOV E.M. Oil recovery by in-situ

- gas generation: Volume and pressure measurements. Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006. 1 SYPMOSIA. FEDSM2006: 1487–1492. DOI: 10.1115/FEDSM2006-98359
37. BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., SHAKHVERDLYEV A.KH., ABBASOV E.M. Polymer/surfactant effects on generated volume and pressure of CO₂ in EOR technology. Proceedings of the 5th Joint ASME/JSME Fluids Engineering Summer Conference, FEDSM 2007: 1583–1589. 1 SYMPOSIA(PART B). DOI: 10.1115/FEDSM2007-37100
 38. BERMAN L.D., EFIMOVCHIKIN G.I. Characteristics and calculation of low-pressure water jet ejectors Teploenergetika. *Thermal Power Engineering*. 1966;6: 89–92.
 39. CUNNINGHAM R.G., HANSEN A.G., NA T.Y. Jet Pump Cavitation. *Journal of Basic Engineering*. 1970;92(3): 483. DOI:10.1115/1.3425040
 40. DROZDOV A.N., DROZDOV N.A., BUNKIN N.F., KOZLOV V.A. Study of suppression of gas bubbles coalescence in the liquid for use in technologies of oil production and associated gas utilization. Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017. 2017. DOI: 10.2118/187741-RU
 41. DROZDOV A.N., MALYAVKO E.A., ALEKSEEV Y.L., SHASHEL O.V. Stand research and analysis of liquid-gas jet-pump's operation characteristics for oil and gas production. Proceedings – SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2011;3: 2122–2130.
 42. DROZDOV A.N., VERBITSKY V.S., LAMBIN D.N., DENGAEV A.V. Stand research and analysis of average-integral characteristics of submersible centrifugal pumps operating at gas-liquid mixtures. SPE Production and Operations Symposium, Proceedings. 2011;311–317. DOI:10.2118/146638-MS
 43. DROZDOV A.N., TELKOV V.P., EGOROV YU.A., VERBITSKY V.S., DENGAEV A.V. ET AL. Solution of problems of water-gas influence (WGI) on the layer using jet and electrical centrifugal pumping technology. Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2008;2:1155–1170. DOI: 10.2118/117380-RU
 44. ELGOZALI A., LINEK V., FIALOVÁ M., WEIN O., ZAHRADNÍK J. Influence of viscosity and surface tension on performance of gas–liquid contactors with ejector type gas distributor. *Chemical Engineering Science*. 2002;57(15): 2987–2994. DOI: 10.1016/S0009-2509(02)00165-3
 45. FEDOROV A., IBATULIN A. Increasing of Operation Efficiency of Low Pressure Gas Wells by Using of Gas-Jet Device's, SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2018. SPE-191733-18RPTC-MS <https://doi.org/10.2118/191733-18RPTC-MS>
 46. HAIDER M., ELBEL S. Development of Ejector Performance Map for Predicting Fixed-geometry Two-phase Ejector Performance for Wide Range of Operating Conditions. *International Journal of Refrigeration*. 2021;128(1). DOI: 10.1016/j.ijrefrig.2021.03.022
 47. KARABAEV S.D. Investigations of the Liquid-Jet Gas Pump's Mixing Throat Lengths for Well Operations and Associated Petroleum Gas Utilization. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021;666(6): 062003. DOI: 10.1088/1755-1315/666/6/062003
 48. MCGOVERN R.K., BULUSU K.V., ANTAR M., LIENHARD J. One-dimensional Model of an Optimal Ejector and Parametric Study of Ejector Efficiency. Conference: ECOS 2012 – The 25th International Conference On Efficiency, Cost, Optimization, Simulation And Environmental Impact Of Energy Systems June 26–29, 2012, Perugia, Italy At: Perugia, Italy.
 49. ROUNCE J., LENN C.P., CATALA G. New power in production logging. SPE 53239. 1999.
 50. SHAKHVERDIEV A.K., SHESTOPALOV Y.V., MANDRIK I.E., AREFYEV S.V. Optimization of reservoir waterflooding with unstable displacement front. ANAS Transactions, Earth Sciences. 2023;2: 64–78. DOI: 10.33677/ggias20230200103
 51. SONAWAT A., SAMAD A. Flare gas recovery using ejector- a review. Proceedings of 39th National Conference on Fluid Mechanics & Fluid Power At: SVNIT, Surat, Gujrat, Proceedings of the Thirty Ninth National Conference on Fluid Mechanics and Fluid Power, December 13–15, 2012, SVNIT Surat, Gujarat, India, FMFP201282.
 52. VARSEGOVA E., OSIPOVA L., BUGEMBE D. A study of flow characteristics in a low-pressure ejector installation. E3S Web of Conferences. 2021;274: 08006 <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202127408006>

Горелкина Евгения Ильинична,
к.т.н., старший преподаватель Российского университета дружбы народов им. П. Лумумбы, Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

✉ 117198, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 6,
117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117198, Moscow, Miklukho-Maklaya St., 6,
117997, Moscow, Miklukho-Maklaya St., 23,
e-mail: Gorelckina.Evgenia@yandex.ru