ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья
УДК 622.276.012+622.276.53

Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин

А.Н.ДРОЗДОВ✉, Е.И.ГОРЕЛКИНА
Российский университет дружбы народов, Москва, Россия

***Как цитировать эту статью*:** Дроздов А.Н., Горелкина Е.И. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин // Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 191-201. DOI: 10.31897/PMI.2022.34

***Аннотация*.** Реализация водогазового воздействия посредством закачки водогазовой смеси является перспективным методом увеличения нефтеотдачи. Использование попутно добываемого нефтяного газа как газовой компоненты в водогазовой смеси позволяет кратно уменьшить количество нерационально потребляемого газа и снизить углеродный след. Актуальной задачей является выбор простой, надежной и удобной техники, которая способна работать при быстроизменяющихся условиях эксплуатации. Такой техникой являются насосно-эжекторные системы. Для создания водогазовой смеси предлагается использовать попутно добываемый газ из затрубных пространств. Данное решение позволит снижать давление в затрубном пространстве добывающей скважины, предотвращая срыв подачи и отказ скважинного оборудования. В статье представлена принципиальная технологическая схема насосно-эжекторной системы, учитывающая отбор газа из затрубных пространств нескольких добывающих скважин. Компоновка предложенной системы позволяет более эффективно реализовывать предлагаемую технологию, что расширяет область ее применения. Проведены экспериментальные исследования напорно-энергетических характеристик эжектора. Анализ полученных данных показал, что удалось повысить значение максимального КПД. Установлена возможность адаптации системы в широком диапазоне изменения эксплуатационных параметров. Даны рекомендации по выбору дожимного насоса в зависимости от величин рабочего давления и газосодержания.

***Ключевые слова*:** насосно-эжекторная система; водогазовое воздействие на пласт; затрубное пространство добывающей скважины; попутный нефтяной газ; нефтеотдача; дебит скважины

***Благодарность*.** Публикация выполнена при поддержке Программы стратегического академического лидерства РУДН.

***Поступила*: 19.12.2021** ***Принята*: 13.05.2022** ***Онлайн*: 13.07.2022** ***Опубликована*: 13.07.2022**

Введение. Среднее значение коэффициента нефтеотдачи по России составляет около 36 % [1], наблюдается негативная динамика изменения коэффициента извлечения нефти (КИН). По документам Центральной комиссии по разработке полезных ископаемых средний показатель КИН по России зафиксирован на уровне 38 %. При этом, по данным [2], величина КИН в 38 % относится к хорошим запасам, без учета трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). В целом по всем запасам представляется реалистичным значение КИН, равное 30-32 %. Поэтому методы увеличения нефтеотдачи (МУН) становятся все более востребованными. Основой для их внедрения [3] служат гидродинамические системы разработки, в которых эффективно работают физические, физико-химические, микробиологические, водогазовые методы.

Систематизация проектов МУН в мире [4] показывает, что на сегодняшний день преобладают газовые МУН. Если за основу взять консервативную оценку, то проекты с газовыми МУН занимают 47 %, термические проекты – 44 %, химические и другие технологии – 9 %. По наиболее радикальной оценке доля газовых проектов МУН оценивается в 56 % при доле термических проектов 32-41 %.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 191-201 DOI: 10.31897/PMI.2022.34
© А.Н.Дроздов, Е.И.Горелкина, 2022

В настоящее время активно развиваются технологии водогазового воздействия (ВГВ), при этом наиболее перспективна совместная закачка воды и газа в пласт в виде мелкодисперсных водогазовых смесей [5, 6]. Для водогазового воздействия используют попутный нефтяной газ (ПНГ), природный газ, азот, углекислый газ, дымовые газы. В данной работе рассмотрены проблемы реализации ВГВ с применением ПНГ, отбираемого из затрубных пространств добывающих скважин с помощью насосно-эжекторных систем.

Постановка проблемы. В процессе механизированной насосной эксплуатации добывающих нефтяных скважин свободный газ на приеме насоса вследствие естественной или искусственной (при установке газосепаратора у входа в насос) сепарации частично отделяется от жидкости и поступает в затрубное пространство. При накоплении ПНГ в затрубном пространстве давление в нем постепенно повышается, что необходимо учитывать при расчете забойного давления по результатам гидродинамических исследований [7]. Увеличение давления затрубного газа при эксплуатации скважин повышает забойное давление, депрессия на продуктивный пласт снижается, добыча нефти падает. Хотя на промыслах широко применяется способ перепуска газа из затрубного пространства в линию через обратный клапан, устанавливаемый на устьевой арматуре, это не решает проблему при высоких линейных давлениях, которые могут достигать 3-4 МПа в системах нефтегазосбора на отдаленных участках. Давление в затрубном пространстве больше линейного давления на величину гидравлических потерь в обратном клапане. При высоком линейном давлении увеличение затрубного давления вследствие накопления газа приводит к оттеснению и снижению динамического уровня вплоть до приема насоса, что вызывает срыв подачи и преждевременные отказы оборудования.

Недостаточный уровень жидкости над насосом приводит к существенным осложнениям в работе скважинных насосных установок и снижению их КПД [8]. В работе [9] показано влияние газа на параметры погружных центробежных насосов. Для эксплуатации скважин с высоким газовым фактором потребовалось разработать мультифазный штанговый глубинный насос [10]. В статье [11] даны рекомендации, позволяющие улучшить эксплуатацию скважин погружными центробежными насосными установками при высоких значениях газового фактора и содержания асфальтено-смоло-парафиновых компонентов в нефти. В работе [12] представлены фактические замеры роста затрубного давления и выведена формула для расчета времени накопления.

Следует отметить важное обстоятельство, установленное на основе анализа промысловых данных. При разработке нефтяных месторождений с заводнением газовый фактор существенно возрастает [13-15]. Это происходит за счет массообмена и перехода компонентов ПНГ (метана-этана-пропана) из нефти в воду [16-18]. Такое повышение газового фактора, несомненно, способствует усилению негативного влияния газа на приеме погружных центробежных и штанговых глубинных насосов, накоплению газа и повышению давления в затрубных пространствах добывающих скважин.

Разработка технологий снижения затрубного давления до оптимальных значений является одной из актуальных задач повышения эффективности механизированной добычи нефти. Для ее решения применяются различные способы: перепуск затрубного газа в насосно-компрессорные трубы (НКТ) через газлифтный клапан [19], использование струйного аппарата (эжектора) [20], откачка затрубного газа компрессором в коллектор [21, 22].

В работе [23] представлена методика расчета динамики роста давления затрубного газа и снижения уровня жидкости в скважине во времени, периода накопления газа, разработана математическая модель, учитывающая условия эксплуатации, применение компрессоров для откачки газа с приводом от станка-качалки, показана целесообразность снижения затрубного давления до уровня 0,4-0,6 МПа. При этом уменьшать затрубное давление ниже по сравнению с указанными значениями не рекомендуется.

Вместе с тем, на промыслах достаточно много объектов с высокими значениями затрубных давлений, на которых существуют ограничения для применения технологии откачки газа в выкидные нефтепроводы компрессорами или иными устройствами по причине критических значений линейных давлений. При направлении затрубного газа в нефтепровод давление в нем повышается вследствие роста гидравлических сопротивлений, и может произойти порыв трубы. Неизбежное повышение давления в нефтепроводах приведет к снижению коэффициента подачи насосных

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

установок, а также к повышению потребления электроэнергии. На этих же объектах с высокими значениями затрубных давлений отмечены невысокие значения КИН и темпов разработки.

Для таких объектов имеется другая возможность снижения затрубных давлений без роста линейных давлений, позволяющая, помимо повышения эффективности эксплуатации скважин и роста их дебитов, обеспечить также увеличение КИН, – технология водогазового воздействия с применением ПНГ, откачиваемого из затрубных пространств добывающих скважин.

Можно использовать ПНГ из затрубных пространств добывающих скважин путем его откачки эжектором и направления вместе с водой в виде смеси в нагнетательную скважину, т.е. реализовать водогазовое воздействие. Представленные в [24] данные показывают важность указанной проблемы для месторождений Татарстана. Но приведенное решение применимо только для небольших давлений нагнетания водогазовой смеси, которые может обеспечить эжектор. Такие условия встречаются на промыслах крайне редко, поэтому решение [24] не удалось реализовать на практике.

Для повышения давления нагнетания в работе [25] предложена технология применения наземных струйных аппаратов непосредственно на кустах скважин в составе насосно-эжекторных систем для отбора газа из затрубного пространства добывающих скважин и направления его вместе с водой в нагнетательные скважины. При этом используется существующая инфраструктура промыслового обустройства куста скважин (водовод, устьевые арматуры добывающих и нагнетательных скважин). Дополнительно устанавливаются эжектор, газовая линия для подачи газа из затрубных пространств и его направления в приемную камеру эжектора, дожимной многоступенчатый лопастной насос, установка дозирования реагентов, а также контрольно-измерительная аппаратура. В водовод с помощью установки дозирования реагентов подают реагенты (ингибиторы гидратообразования и пенообразующие ПАВ). В проточной части эжектора два потока смешиваются, образуя мелкодисперсную водогазовую смесь с высокими пенообразующими свойствами. Образовавшаяся смесь закачивается после эжектора в скважины дожимным насосом. Система, представленная в [25], вследствие ряда недостатков в части функциональных возможностей и области применения, так и осталась не внедренной.

В настоящее время практически во всех нефтяных компаниях остро стоит вопрос повышения КИН, причем на многих объектах существует проблема высокого давления затрубного газа, и весьма актуальной является разработка технологии водогазового воздействия, позволяющей одновременно решить проблемы снижения затрубного давления, увеличения дебитов скважин и повышения нефтеотдачи.

Целью данной работы является разработка установки с повышенными функциональными возможностями для расширения области применения технологии ВГВ при использовании затрубного ПНГ; для достижения указанной цели были проведены стендовые исследования эжекторов.

Методология. Технологическая схема насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин была разработана с учетом опыта внедрения установки ВГВ на Самодуровском месторождении [26]. При разработке нового технического решения были учтены результаты работ [27-29] по утилизации ПНГ, исследований струйных аппаратов [25, 30, 31], обессоливания воды с помощью струйных насосов [32], оборудования для откачки затрубного газа [12], методов водогазового воздействия [33-35].

Разработанное техническое решение направлено на повышение эффективности нефтедобычи путем увеличения расхода попутного нефтяного газа, направляемого для создания водогазовой смеси, снижения давления в нефтесборном коллекторе, а также реализации эффективных нестационарных волновых режимов эксплуатации.

Схема насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия на пласт приведена на рис.1. Воздействие реализуют следующим образом. Эжектор, в сопло которого нагнетают воду, откачивает попутный нефтяной газ из затрубных пространств нефтяных добывающих скважин. За счет откачки газа снижается значение затрубного давления. При этом создают, диспергируют и повышают давление нагнетания водогазовой смеси дожимным насосом с последующей закачкой смеси в пласт. Также осуществляют дозирование реагентов (пенообразователей, ингибиторов и т.п.). Увеличение расхода газа, направляемого на водогазовое воздействие, и газосодержания

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 191-201
DOI: 10.31897/PMI.2022.34
© А.Н.Дроздов, Е.И.Горелкина, 2022

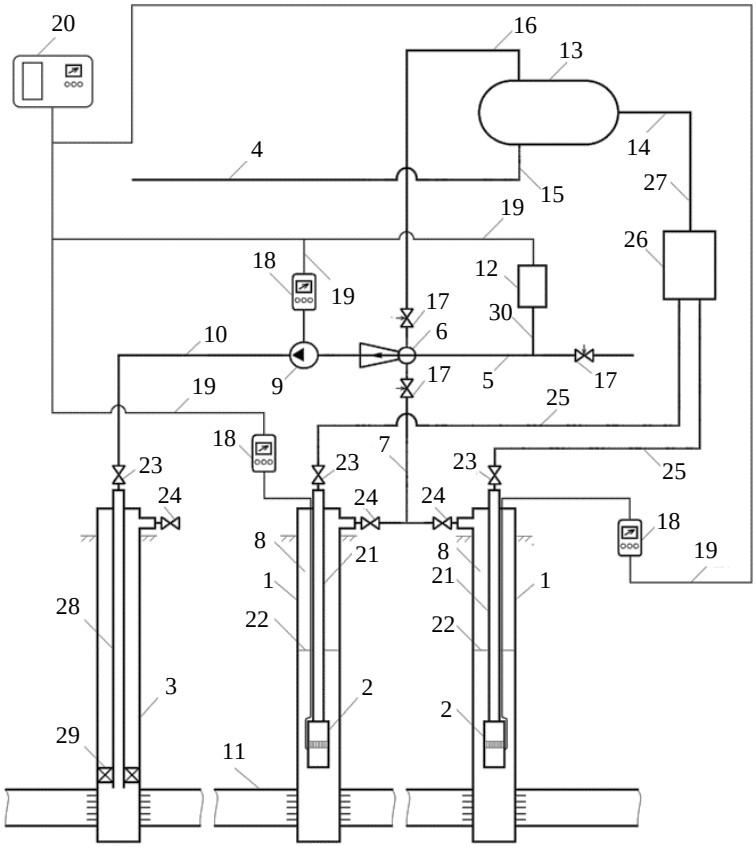


Рис.1. Принципиальная схема насосно-эжекторной системы

1 – нефтяные добывающие скважины куста;
2 – установки погружных насосов;
3 – нагнетательная скважина;
4 – нефтесборный коллектор;
5 – линия нагнетания воды;
6 – эжектор;
7 – линия отбора газа;
8 – затрубные пространства;
9 – дожимной насос;
10 – линия закачки водогазовой смеси;
11 – пласт;
12 – установка дозирования реагентов;
13 – сепаратор;
14 – линия подачи водонефтегазовой смеси;
15 – выходная жидкостная линия;
16 – выходная газовая линия;
17 – регулируемые задвижки;
18 – частотно-регулируемые приводы;
19 – питающие кабели;
20 – автономная энергоустановка на возобновляемых источниках энергии;
21 – НКТ добывающих скважин;
22 – динамические уровни в добывающих скважинах;
23 – трубные задвижки;
24 – затрубные задвижки;
25 – выкидные линии,
26 – групповая замерная установка;
27 – выходная линия;
28 – НКТ нагнетательной скважины;
29 – пакер;
30 – трубка

водогазовой смеси производят путем откачки эжектором попутного нефтяного газа, отделенного сепаратором на поверхности из водонефтегазовой смеси, откачиваемой установками погружных насосов.

Попеременное снижение и увеличение давления в затрубных пространствах осуществляют путем попеременного увеличения и уменьшения откачки попутного нефтяного газа эжектором из затрубных пространств добывающих нефтяных скважин регулируемыми задвижками или частотным регулированием работы дожимного насоса. При увеличении частоты растут значения подачи и развиваемого давления дожимного насоса, что приводит к снижению давления на выходе из эжектора и увеличению его подачи. Соответственно, при уменьшении частоты снижаются значения подачи и развиваемого давления дожимного насоса, вследствие чего растет давление на выходе из эжектора и уменьшается его подача. В качестве дожимного насоса, расположенного на поверхности, могут использоваться различные типы насосного оборудования для систем поддержания пластового давления, например, горизонтальный электроцентробежный насос ЭЦН, вертикальный насос ЭЦН в шурфе и др.

Для более эффективной реализации волновых нестационарных режимов эксплуатации к приемной камере эжектора попеременно подключают сначала затрубное пространство одной, а затем другой нефтяной добывающей скважины куста. Циклы волнового снижения и восстановления затрубных и забойных давлений позволяют увеличить дебиты нефтяных добывающих скважин.

В варианте системы в целях экономии электроэнергии установки погружных насосов и (или) дожимной насос и (или) установку дозирования реагентов можно приводить в действие от автономной энергоустановки с использованием возобновляемых источников энергии.

Предложенное техническое решение имеет следующие преимущества по сравнению с системой [25]. Во-первых, обеспечивается увеличение нефтеотдачи за счет более высокого расхода попутного нефтяного газа, направляемого для создания водогазовой смеси, при отборе газа не только из затрубных пространств, но и из сепаратора. Во-вторых, за счет возрастания отбора газа на осуществление водогазового воздействия достигается существенное снижение линейного давления, так как отбираемый газ не поступает в нефтесборный коллектор, и гидравлические потери в нем

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

уменьшаются. В-третьих, волновые нестационарные режимы снижения и восстановления затрубных и забойных давлений в совокупности с уменьшением линейного давления в нефтесборном коллекторе позволяют увеличить дебиты скважин. В-четвертых, экономится электроэнергия за счет использования возобновляемых источников энергии.

Ключевым элементом предложенной системы является эжектор. Поэтому для оценки возможности успешной реализации предложенного технического решения были проведены специальные стендовые экспериментальные исследования струйного аппарата при моделировании промысловых условий.

Эксперименты проводили на стенде [5, 36], принципиальная схема которого представлена на рис.2.

В качестве жидкой фазы использовали техническую пресную воду, а в качестве газовой – атмосферный воздух. Как известно, в качестве эталонных сред при проведении стендовых испытаний эжекторов для утилизации ПНГ необходимо применять техническую воду и воздух. Такой подход позволяет обеспечить единообразие условий экспериментов, сопоставимость результатов, облегчает проектирование стендов и промысловых установок, а также выбор средств измерений. При этом соблюдение режимов подобия позволяет распространить результаты испытаний или произвести пересчет параметров на другие условия эксплуатации, например, иные значения свойств жидкостей и газов.

В зависимости от того, при каком давлении на приеме проводили эксперименты, на вход эжектора подавали либо воздух из атмосферы, либо воздух от компрессора 12 (при давлениях на приеме до 0,8-1,0 МПа), либо из водогазового сепаратора 9 (при давлениях на приеме от 0,8 до 5,0 МПа). В последнем случае осуществлялась циркуляция откачиваемого газа по контуру водогазовый сепаратор – прием эжектора – выход эжектора – водогазовый сепаратор, причем перед снятием характеристик водогазовый сепаратор предварительно заряжался на необходимое давление газа с помощью эжектора или посредством компрессоров. Поскольку воздух хотя и слабо, но все же растворяется в воде, часть воздуха при проведении экспериментов уносилась с водой из водогазового сепаратора 9 в бак 7 и выделялась там в атмосферу. Поэтому в системе стенда предусмотрена подпитка водогазового сепаратора от баллона 11 со сжатым воздухом через редуктор 10. Наполнение баллона 11 до 15 МПа производилось компрессором высокого давления 12.

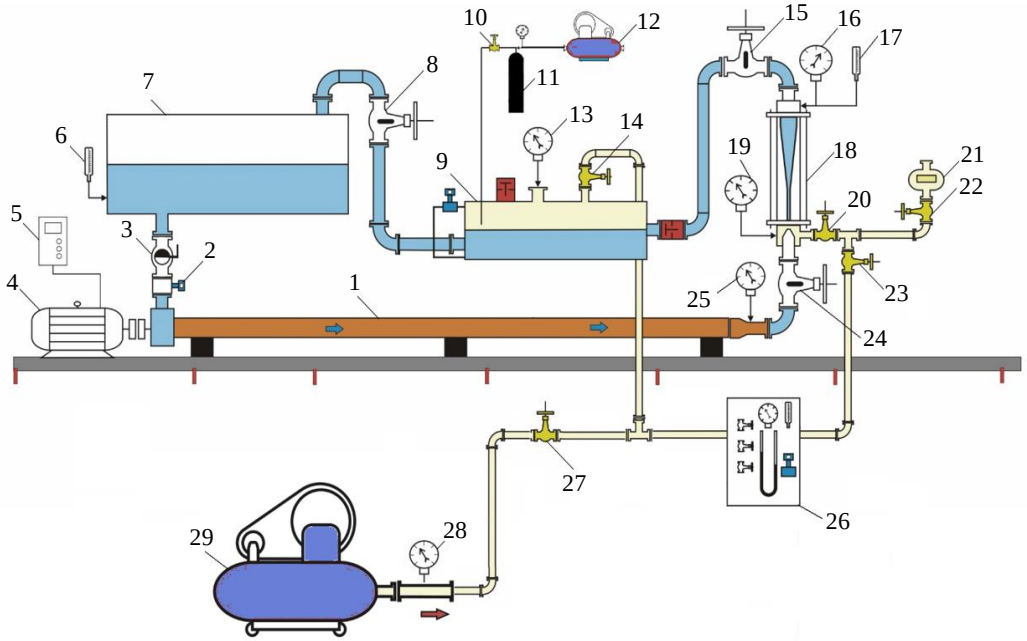


Рис.2. Схема стенда

1 – горизонтальный многоступенчатый насос; 2 – диафрагма для замера расхода жидкости; 3 – кран; 4 – электродвигатель; 5 – частотный преобразователь; 6, 17 – датчики температуры; 7 – бак; 8, 14, 15, 20, 22, 23, 24, 27 – вентили; 9 – водогазовый сепаратор; 10 – редуктор; 11 – баллон; 12, 29 – компрессоры; 13, 16, 19, 25, 28 – манометры; 18 – эжектор; 21 – газовый счетчик; 26 – реометр для замера расхода газа под давлением

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 191-201 DOI: 10.31897/PMI.2022.34
© А.Н.Дроздов, Е.И.Горелкина, 2022

Система циркуляции стенда по жидкости замкнутая. Рабочее давление перед соплом эжектора 18 создавалось насосом 1 и регулировалось посредством изменения частоты вращения вала электродвигателя 4 с помощью частотного преобразователя 5, а также вентилем 24.

Регулирование давлений на приеме и выходе эжектора 18 осуществлялось вентилями 20 и 15.

При проведении экспериментов вентилем 15 создавали различные противодавления на выходе эжектора 18, меняя его подачу и развиваемое давление, что позволяло замерять параметры и строить напорно-расходные и энергетические характеристики струйного аппарата. Этот способ наиболее удобен при проведении стендовых исследований и позволяет снимать характеристики эжекторов на разных режимах путем изменения гидравлического сопротивления при дросселировании потока смеси на выходе струйных аппаратов. Еще одним преимуществом данного способа является незначительное время, необходимое для стабилизации параметров при изменении режима.

Схема исследуемого эжектора представлена на рис.3. Диаметр имевшего прямоугольные кромки диафрагменного сопла эжектора составлял 3,2 мм, цилиндрической камеры смешения – 7 мм. Угол раскрытия диффузора 6°. Исследования проводили при различных относительных длинах камеры смешения $L_{отн}$ (от 30,6 до 38,3 диаметра).

Чтобы оценить, в каком диапазоне рабочих давлений $P_р$ перед соплом при реализации волновых режимов сможет эксплуатироваться предложенная насосно-эжекторная система, и каковы будут газосодержания смеси на входе дожимного насоса, исследования проводили при различных значениях $P_р$ и расхода рабочей жидкости $Q_р$. Давления в водоводах нагнетательных скважин на многих нефтяных месторождениях составляют 9-14 МПа. При стендовых исследованиях меняли значения $P_р$ от 2 до 14 МПа. Давление в приемной камере эжектора поддерживали равным 0,4 МПа – минимально целесообразным значению снижения затрубного давления, исходя из рекомендаций [23].

Обсуждение результатов. Исследования позволили получить напорные и энергетические характеристики эжектора при различных значениях $P_р$ и $L_{отн}$. Напорные характеристики – это зависимости давления $\Delta P_с$, создаваемого струйным аппаратом, от подачи (расхода) откачиваемого газа $Q_{г.вх}$ в условиях входа в приемную камеру эжектора. Энергетические характеристики – зависимости КПД эжектора η от $Q_{г.вх}$.

Величину $\Delta P_с$ находили как разность между давлением на выходе струйного аппарата $P_с$ и давлением в его приемной камере $P_{пр}$.

КПД струйного аппарата (отношение полезной мощности к потребляемой) рассчитывали по формуле [6]:

$$\eta = \frac{Q_{г.вх} P_{пр} ln \frac{P_с}{P_{пр}}}{Q_р (P_р - P_с)}.$$

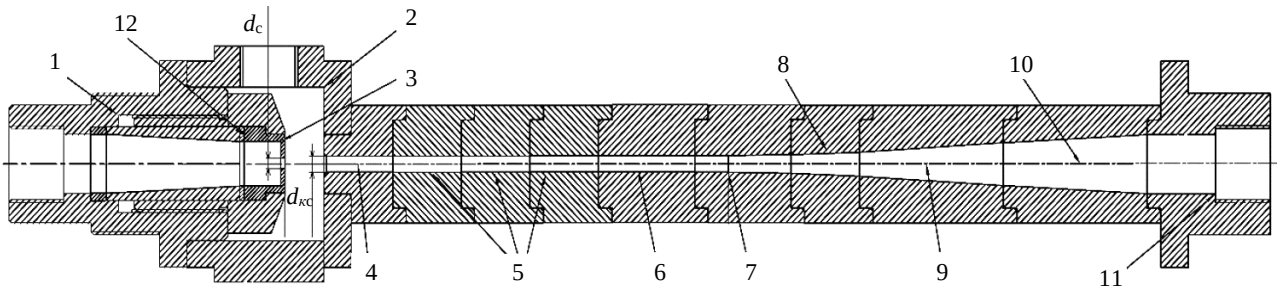


Рис.3. Схема эжектора

1 – подвод; 2 – приемная камера; 3 – сопло; 4 – вход в камеру смешения; 5 – промежуточные блоки камеры смешения; 6 – выходной блок камеры смешения; 7 – переходной блок от камеры смешения к диффузору; 8 – входная часть диффузора; 9 – средняя часть диффузора; 10 – выходная часть диффузора; 11 – отвод; 12 – шайба; $d_с$ – диаметр сопла; $d_{кс}$ – диаметр камеры смешения

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.34

На рис.4 показаны напорные и энергетические характеристики эжектора с относительной длиной камеры смешения $L_{отн}$ = 30,6.

Одним из главных результатов экспериментов оказалась величина максимального достигнутого КПД эжектора η_{max} = 48,2 % при $P_р$ = 2 МПа, что является наивысшим показателем на сегодняшний день. В ранее проведенных исследованиях [36] максимальное значение КПД было 45,9 %.

При давлении нагнетания рабочей жидкости $P_р$ = 2 МПа, как показали эксперименты, достигается давление при η_{max} = 48,2 %, развиваемое эжектором в оптимальном режиме $\Delta P_с$ = 0,36 МПа. Этого во многих случаях вполне достаточно для реализации технологии утилизации низконапорного ПНГ [27] путем его сжатия насосно-эжекторной системой и направления водогазовой смеси после эжектора в сепаратор, где происходит отделение газа от воды. Сжатый газ с повышенным давлением далее идет на осушку и направляется в газопровод. Следовательно, практическая ценность полученного результата состоит в возможности его применения в различных технологиях использования ПНГ, в частности, при утилизации низконапорного ПНГ концевых ступеней сепарации с повышением давления газа и направлением в газопровод для дальнейшей реализации.

Данный результат может быть использован при продвижении [37] технологии применения насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия с многоступенчатым сжатием смеси, осуществляемого в последовательно размещенных эжекторах, в сопла которых подается вода с помощью электроцентробежных насосов ЭЦН. При этом для повышения КПД следует изменить напоры и мощности силовых ЭЦН, уменьшив их у ЭЦН первой ступени и повысив у второй ступени. Данное перераспределение позволит более эффективно эксплуатировать эжектор второй ступени сжатия системы.

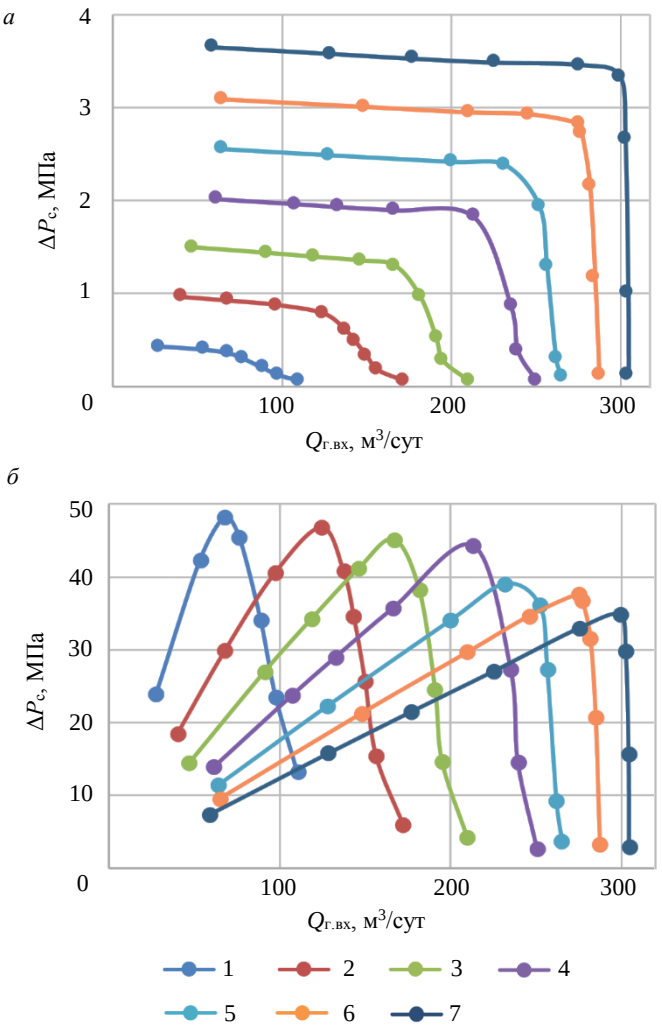


Рис.4. Напорные (*а*) и энергетические (*б*) характеристики эжектора при различных $P_р$

1 – 2 Мпа; 2 – 4; 3 – 6; 4 – 8; 5 – 10; 6 – 12; 7 – 14

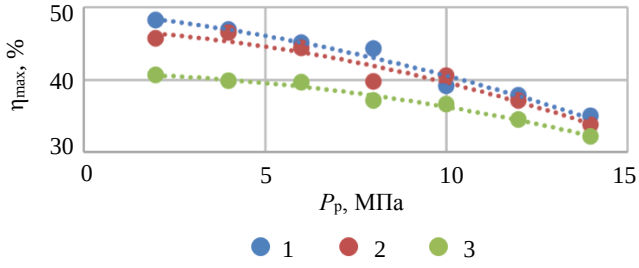


Рис.5. Зависимости η_{max} от $P_р$ для эжектора с относительными длинами камеры смешения $L_{отн}$ = 30,6 (1), 33,6 (2) и 38,3 (3)

При увеличении $P_р$ растут значения давления, развиваемого эжектором, и расхода откачиваемого газа, расширяется область работы. Однако при этом уменьшаются значения КПД.

По результатам экспериментов установлено, что наивысшие значения КПД были у эжектора с $L_{отн}$ = 30,6. У струйного аппарата с $L_{отн}$ = 33,6 величины η_{max} оказались в целом немного меньше, а у эжектора с $L_{отн}$ = 38,3 значения η_{max} были заметно ниже. Наглядно это показано на рис.5.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 191-201
DOI: 10.31897/PMI.2022.34
© А.Н.Дроздов, Е.И.Горелкина, 2022

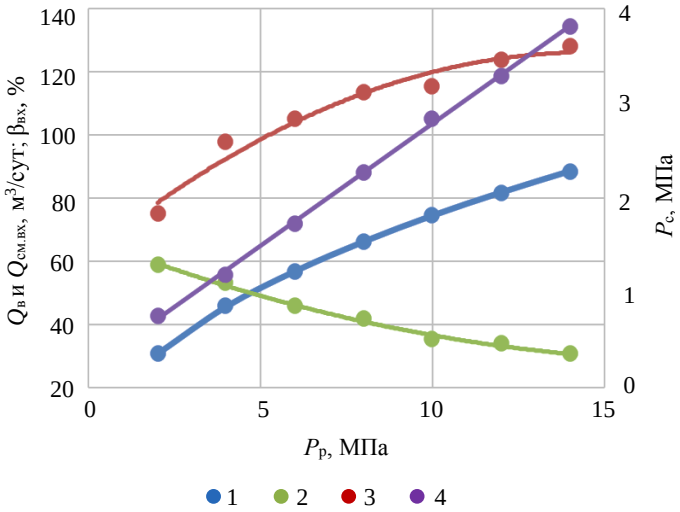


Рис.6. Зависимости газосодержания у входа в дожимной насос $\beta_{вх}$ (1), подачи водогазовой смеси у входа в дожимной насос $Q_{см.вх}$ (2), расхода рабочей жидкости (воды) $Q_р$ (3) и давления на выходе из струйного аппарата $P_с$ (4) от $P_р$ для эжектора с $L_{отн}$ = 30,6 на оптимальных режимах работы

На рис.5 прослеживается тенденция к снижению КПД эжектора при рабочих давлениях более 2-4 МПа. Исследованиями [27] было установлено, что значения КПД эжектора η_{max} с увеличением $P_р$ от 0,4 МПа сначала растут, а после $P_р$ = 1,59 МПа снижаются. Величины η_{max}, полученные в проведенных экспериментах, заметно выше, чем в опытах [27]. Это объясняется тем, что в данной работе эжектор исследовали при значении давления у входа в приемную камеру 0,4 МПа, а в работе [27] проводили эксперименты при атмосферном давлении на приеме. Как было установлено ранее [5], рост давления у входа в приемную камеру эжектора способствует повышению КПД.

На рис.6 приведены зависимости газосодержания у входа в дожимной насос $\beta_{вх}$, подачи водогазовой смеси у входа в дожимной насос $Q_{см.вх}$, расхода рабочей жидкости (воды) $Q_р$ и давления на выходе из струйного аппарата $P_с$ от $P_р$ для эжектора с $L_{отн}$ = 30,6 на оптимальных режимах работы. Они позволяют оценить влияние величины $P_р$ на параметры системы.

Давление смеси на выходе струйного аппарата $P_с$ является суммой значений давления у входа в приемную камеру эжектора $P_{пр}$ и развиваемого им давления $\Delta P_с$.

Подачу водогазовой смеси у входа в дожимной насос $Q_{см.вх}$ находили как сумму расходов рабочей жидкости (воды) $Q_р$ и подачи газа, откачиваемого эжектором, на его выходе при давлении $P_с$.

Газосодержание $\beta_{вх}$ у входа в дожимной насос рассчитывали как отношение расхода газа к подаче смеси.

Анализ результатов проведенных экспериментов показал, что на оптимальных режимах работы с повышением $P_р$ увеличиваются как $Q_р$, так и подача смеси на входе в дожимной насос $Q_{см.вх}$ (подача смеси после эжектора при давлении $P_с$), при этом $P_с$ растет практически линейно, а газосодержание смеси при давлении $P_с$ (газосодержание $\beta_{вх}$ у входа в дожимной насос) с ростом $P_р$ снижается.

В области рабочих давлений от 2 до 14 МПа при возрастании $P_с$ от 0,77 до 3,8 МПа уменьшается $\beta_{вх}$ с 58,8 до 30,8 %. Ранее выполненные исследования [33] показали следующее. При откачке водогазовых смесей с пенообразующим ПАВ серийные многоступенчатые погружные центробежные насосы ЭЦН могут стабильно работать практически без снижения среднеинтегральных параметров (напора, подачи и КПД) до газосодержаний $\beta_{вх}$ около 35 % при давлениях у входа в насос в районе 3 МПа. Такая величина $\beta_{вх}$ в смеси обеспечивается при давлении на выходе эжектора (на входе в насос) $P_с$ = 2,83 МПа при $P_р$, = 10 МПа. Поэтому для применения разработанного технического решения в области рабочих давлений свыше 10 МПа можно применять в качестве дожимного насоса серийные многоступенчатые центробежных насосы ЭЦН. При $P_р$ < 10 МПа необходимо снабжать дожимной насос превключенной секцией мультифазного осевого насоса. Такие мультифазные насосы способны успешно перекачивать газожидкостные смеси с газосодержаниями до 90 % [38, 39].

Рассмотрим изменение подачи водогазовой смеси, проходящей через дожимной многоступенчатый центробежный насос, при увеличении давления перекачиваемой смеси по его длине. В качестве примера возьмем следующие данные: рабочее давление 12 МПа, давление у входа в насос $P_с$ = 3,29 МПа при газосодержании $\beta_{вх}$ = 33,8 %, требуемое давление нагнетания смеси на выходе насосного агрегата примем равным 14 МПа. График изменения подачи смеси $Q_{см}$ в зависимости от роста давления P по длине насоса при этих условиях показан на рис.7.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Подача смеси на входе в насос составляет 123,6 м^3/сут. Следовательно, для этих условий наиболее подходит насос ЭЦН5-125 с номинальной подачей 125 м^3/сут. Подача смеси снижается по мере роста давления и при P = 8 МПа составляет 99 м^3/сут, что выходит за пределы рабочей области насоса ЭЦН5-125 (ее левая граница для указанного насоса соответствует подаче 100 м^3/сут). Следовательно, ступени насоса ЭЦН5-125 в рассматриваемом случае целесообразно применять до повышения давления с 3,29 до 8 МПа. Следует установить ступени меньшего типоразмера по подаче ЭЦН5-80, т.е. применить компоновку конического насоса, которая является [40] одним из эффективных методов повышения эффективности работы многоступенчатых насосов при перекачке газожидкостных смесей. На рис.7 штриховой линией показана граница перехода с одного типоразмера насоса (ЭЦН5-125) на другой (ЭЦН5-80).

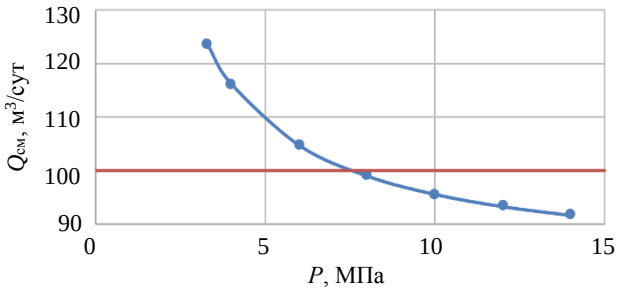


Рис.7. Изменение подачи смеси $Q_{см}$ в зависимости от роста давления P по длине насоса

Таким образом, проведенные исследования подтвердили возможность реализации предложенного нового технического решения – насосно-эжекторной системы для ВГВ с использованием затрубного газа в широком диапазоне изменения значений давления рабочей жидкости.

Заключение. Показана актуальность разработки технологии, позволяющей одновременно с решением проблемы высоких затрубных давлений в добывающих скважинах использовать откачиваемый ПНГ для повышения нефтеотдачи пластов путем водогазового воздействия.

Разработано новое техническое решение для проведения водогазового воздействия на пласт при откачке затрубного газа с применением насосно-эжекторной системы, которое имеет лучшие функциональные возможности и более широкую область применения по сравнению с прежними решениями и позволяет повысить эффективность процесса добычи нефти, увеличить нефтеотдачу и обеспечить более высокие дебиты скважин.

При экспериментальных исследованиях получена величина максимального КПД эжектора 48,2 %, что является наивысшим показателем на сегодняшний день. Проведенные исследования при давлении у входа в приемную камеру 0,4 МПа показали, что более высокие значения КПД имеет эжектор с относительной длиной камеры смешения, составляющей 30,6.

Установлено, что с увеличением рабочего давления от 2 до 14 МПа существенно расширяется область работы эжектора. Однако при этом уменьшаются значения КПД.

Подтверждена возможность реализации предложенной насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия с использованием затрубного газа добывающих скважин в широком диапазоне изменения значений давления рабочей жидкости.

Для использования насосно-эжекторной системы при высоких рабочих давлениях следует использовать серийные многоступенчатые центробежные насосы ЭЦН и конические насосы. При низких рабочих давлениях и высоких газосодержаниях необходимо снабжать дожимной насос превключенной секцией мультифазного осевого насоса.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Крянев Д.Ю., Жданов С.А.* Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Бурение и нефть. 2012. № 8. С. 29-32.

2. *Колеватов А.А., Афанасьев С.В., Закенов С.Т. и др.* Состояние и перспективы повышения нефтеотдачи пластов в России (часть 1). Экспресс-опрос // Бурение и нефть. 2020. № 12. С. 3-19.

3. *Муслимов Р.Х.* О новой парадигме академика А.Э. Конторовича – развитие нефтегазового комплекса России, исходя из опыта Татарстана по рациональному освоению углеводородных ресурсов недр // Бурение и нефть. 2020. № 9. С. 6-14.

4. *Поддубный Ю.А., Поддубный А.Ю.* Методы увеличения нефтеотдачи в мире: сегодня и возможное завтра // Бурение и нефть. 2020. № 12. С. 43-48.

5. *Дроздов А.Н., Дроздов Н.А., Горбылева Я.А., Горелкина Е.И.* Применение струйных аппаратов в нефтепромысловом деле. М.: Спутник +, 2020. 391 с.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

6. *Sergeev E., Vinogradov P., Abutalipov U. et al.* Experimental Research of Simultaneous Water and Gas Injection Technology into Injection Wells using Mixing Devices // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 May 2017, Moscow, Russia. Society of Petroleum Engineers, 2017. № SPE-187734-MS. DOI: 10.2118/187734-MS

7. *Лекомцев А.В., Мартюшев Д.А.* Сравнительный анализ методик определения забойного давления при проведении гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2014. № 6. С. 37-39.

8. *Лекомцев А.В., Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Пономарева И.Н.* Коэффициент полезного действия электроцентробежных насосов при откачке газожидкостных смесей из скважин // Нефтяное хозяйство. 2012. № 10. С. 132-133.

9. *Kang Y., Liu Z., Gonzales A., Samuel R.* Investigating the Influence of ESP on Wellbore Temperature, Pressure, Annular Pressure Buildup, and Wellbore Integrity // SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, 14-15 September 2016, Galveston, Texas, USA. Society of Petroleum Engineers, 2016. № SPE-180299-MS. DOI: 10.2118/180299-MS

10. *Wang H., Zheng S., Yang D.* Design and Application of Multiphase Sucker-Rod Pumps in Wells with High Gas-Oil Ratios // SPE Artificial Lift Conference - Latin America and Caribbean, 27-28 May 2015, Salvador, Bahia, Brazil. Society of Petroleum Engineers, 2015. № SPE-173963-MS. DOI: 10.2118/173963-MS

11. *Рогачев М.К., Александров А.Н.* Обоснование комплексной технологии предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокопарафинистой нефти погружными электроцентробежными насосами из многопластовых залежей // Записки Горного института. 2021. Т. 250. С. 596-605. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.13

12. *Mingulov S.G., Mingulov I.S.* Techniques for optimization of gas extraction from production wells annulus // International Conference: Actual Issues of Mechanical Engineering (AIME 2020), 27-29 October 2020, Saint Petersburg, Russian Federation. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 2021. Vol. 1111. № 012037. DOI: 10.1088/1757-899X/1111/1/012037

13. *Баймухаметов М.К., Гулишов Д.С., Михайлов В.Г. и др.* Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 8. С. 104-111.

14. *Гультяева Н.А., Тощев Э.Н.* Массообмен в системе нефть – газ – вода и его влияние на добычу нефтяного газа // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 100-103.

15. *Гультяева Н.А., Шилов В.И., Фоминых О.В.* Рост текущего газового фактора. Влияние растворенного в пластовой воде газа на общий объем добываемого со скважинной продукцией газа // Территория НЕФТЕГАЗ. 2013. № 9. С. 50-57.

16. *Имашев Р.Н., Федоров В.Н., Зарипов А.М.* Об изменении газового фактора в процессе разработки Арланского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2016. № 8. С. 122-125.

17. *Михайлов В.Г., Пономарев А.И., Топольников А.С.* Прогнозирование газового фактора с учетом растворенного в воде газа на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений // SOCAR Proceedings. 2017. № 3. С. 41-48. DOI: 10.5510/OGP2017030032

18. *Кордик К.Е., Шкандратов В.В., Бортников А.Е., Леонтьев С.А.* О тенденциях изменения газового фактора в процессе эксплуатации месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 8. С. 54-57.

19. *Liu Y., Li Y., Li X., Tang G.* An Approach to Apply the Gas in the Annulus to Assist Pumping Oil in High GOR Wells // Production and Operations Symposium, 31 March – 3 April, 2007, Oklahoma City, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers, 2007. SPE-107041-MS. DOI: 10.2118/107041-MS

20. *Уразаков К.Р., Мухин И.А., Вахитова Р.И.* Моделирование характеристик струйного насоса // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2015. Т. 11. № 4. С. 41-50.

21. *Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А.* Разработка автоматизированного комплекса по отбору газа из скважин // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 12 (205). С. 65-72.

22. *Isaev A.A., Takhautdinov R.S., Malykhin V.I., Sharifullin A.A.* Oil Production Stimulation by Creating a Vacuum in the Annular Space of the Well // SPE Annual Caspian Technical Conference, 16-18 October 2019, Baku, Azerbaijan. Society of Petroleum Engineers, 2019. № SPE-198401-MS. DOI: 10.2118/198401-MS

23. *Уразаков К.Р., Белозеров В.В., Латыпов Б.М.* Исследование динамики накопления газа в затрубном пространстве добывающих скважин // Записки Горного института. 2021.Т. 250. С. 606-614. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.14

24. *Нургалиев А.А., Хабибуллин Л.Т.* Решение проблемы утилизации попутного газа добывающих нефтяных скважин // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. 2014. Т. 1. № 1. С. 249-257.

25. *Drozdov A.N., Drozdov N.A.* Prospects of Development of Jet Pump's Well Operation Technology in Russia // SPE Russian Petroleum Technology Conference 2015. 26-28 October 2015, Moscow, Russia. Society of Petroleum Engineers, 2015. № SPE-176676-MS. DOI: 10.2118/176676-MS

26. *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 // SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017. 16-18 October 2017, Moscow, Russia. Society of Petroleum Engineers, 2017. № SPE-187741-MS. DOI: 10.2118/187741-MS

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

28. *Абуталипов У.М., Китабов А.Н., Есипов П.К., Иванов А.В.* Исследование конструктивных и технологических параметров водогазового эжектора для утилизации попутного нефтяного газа // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 4 (57). С. 54-58.

29. *Peeran S., Beg N.* Innovative, Cost Effective and Simpler Technology to Recover Flare Gas // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. 8-11 March 2015, Manama, Bahrain. Society of Petroleum Engineers, 2015. № SPE-172745-MS. DOI: 10.2118/172745-MS

30. *Ainge P.* Ejector Technology for Flare Gas Recovery as an Alternative to Rotating Equipment // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 11-14 November 2019, Abu Dhabi, UAE. Society of Petroleum Engineers, 2019. № SPE-197909-MS. DOI: 10.2118/197909-MS

31. *Erenkov O.Y., Lopushanskii I.Y.* New Designs of Liquid-Gas Ejectors // Chemical and Petroleum Engineering. 2019. Vol. 55. P. 18-21. DOI: 10.1007/s10556-019-00577-x

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

32. *Hosseini A., Noghrehabadi A.R., Behbahani-nejad M.* Experimental analysis of a hybrid system including refrigeration cycle and water desalination with jet pump // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. 2021. Vol. 147. P. 1505-1512. DOI: 10.1007/s10973-021-10560-5

33. *Дроздов А.Н.* Исследования характеристик насосов при откачке газожидкостных смесей и применение полученных результатов для разработки технологий водогазового воздействия // Нефтяное хозяйство. 2011. № 9. С. 108-111.

34. *Agrawal G., Verma V., Gupta S. 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

35. *Verbitsky V.S., Igrevsky L.V., Fedorov A.E. et al.* Technology Design of Efficient Utilization of Associated Petroleum Gas APG and Possibilities of Its Realization by Pump-Booster and Pump-Ejector Systems // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition 2016. 24-26 October 2016, Moscow, Russia. Society of Petroleum Engineers, 2016. № SPE-181962-MS. DOI: 10.2118/181962-MS

36. *Красильников И.А.* Разработка методики расчета характеристик жидкостно-газовых эжекторов для эксплуатации скважин и водогазового воздействия на пласт с использованием насосно-эжекторных систем: Автореф. дис. … канд. техн. наук. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010. 20 с.

37. *Пестов В.М., Яновский А.В., Дроздов А.Н.* Совершенствование технологии закачки водогазовых смесей в пласт // Нефтяное хозяйство. 2019. № 4. С. 84-86. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-4-84-86

38. *Одинцов А.А., Мусинский А.Н., Пещеренко С.Н.* Мультифазный насос для поверхностной перекачки газожидкостной смеси // Нефтяное хозяйство. 2020. № 2. С. 62-64. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-2-62-64

39. *Пещеренко М.П., Перельман О.М., Рабинович А.И., Каплан А.Л.* Повышение эффективности эксплуатации УЭЦН путем применения мультифазных насосов // Бурение и нефть. 2014. № 4. С. 56-60.

40. *Горидько К.А., Билалов Р.Р., Вербицкий В.С.* Экспресс-оценка эффективности применения конического электроцентробежного насоса при откачке газожидкостных смесей из скважины. Часть 1 // Нефтепромысловое дело. 2021. № 2. С. 43-48. DOI: 10.33285/0207-2351-2021-2(626)-43-48

***Авторы*: А.Н.Дроздов,** *д-р техн. наук, профессор, drozdov_an@mail.ru, https://orcid.org/0000-0001-9509-203x* (*Российский университет дружбы народов, Москва, Россия*), **Е.И.Горелкина,** *аспирант, https://orcid.org/0000-0001-8577-3026* (*Российский университет дружбы народов, Москва, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0