

УДК 533.697.5

**РАЗРАБОТКА СМЕСИТЕЛЯ ЭЖЕКТОРНОГО  
МОДЕРНИЗИРОВАННОГО ДЛЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ  
ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**



**DEVELOPMENT OF AN EJECTOR MIXER MODERNIZED  
FOR A SYSTEM FOR SUPPORTING A RESERVOIR PRESSURE**

**Катюхин Виталий Александрович**

слесарь 4 разряда  
по ремонту технологических установок,  
ООО «Газпром добыча Ямбург»  
kavital2009@rambler.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Кусов Геннадий Владимирович**

аспирант,  
Северо-Кавказский федеральный университет  
de\_france@mail.ru

**Аннотация.** Проблема использования попутного нефтяного газа приобретает всё большую актуальность. По данным на 2002 год, всего в Российской Федерации извлечено из недр 34,2 млрд. м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа (ПНГ), из них потреблено 28,2 млрд. м<sup>3</sup>. Таким образом, уровень использования ПНГ составил 82,5 %, при этом в факелах сгорело около 6 млрд. м<sup>3</sup> (17,5 %). В статье разрабатывается задача увеличения производительности и износостойкости смесителя эжекторного водогазового ЭВГ-150 для закачки газожидкостной смеси в системе ППД. Для повышения производительности эжектора предполагается установить между соплом и вкладышем прорезную пружину, чтобы с её помощью сопло имело возможность перемещения вдоль своей оси. В состав БКНС совместно с ЦНС предполагается параллельно или последовательно включить поршневой насос У86МА2. Камеру смешения и втулку, вставленную в сопло в эжекторе ЭВГ-150, предполагается изготовить из твердосплавного материала ВК8.

**Ключевые слова:** очистка газовых выбросов при продувке скважин; эжекторные технологии; удаление сероводорода из газового потока; мембранные водородные установки; система для водогазового воздействия на пласт; способ водогазового воздействия на пласт; назначение разрабатываемого устройства.

**Katyukhin Vitaliy Aleksandrovich**

Technological 4 categories  
plant repair fitter,  
LLC «Gazprom dobycha Yamburg»  
kavital2009@rambler.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of technical sciences,  
Professor of oil  
and gas engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
olgasavenok@mail.ru

**Kusov Gennady Vladimirovich**

Graduate student,  
North-Caucasian Federal University  
de\_france@mail.ru

**Annotation.** The problem of using associated petroleum gas is becoming increasingly important. According to 2002 data, a total of 34,2 billion m<sup>3</sup> of associated petroleum gas was extracted from the subsoil in the Russian Federation, of which 28,2 billion m<sup>3</sup> was consumed. Thus, the associated petroleum gas utilization rate amounted to 82,5 %, while about 6 billion m<sup>3</sup> (17,5 %) burned in flares. The article develops the task of increasing the productivity and wear resistance of the mixer of the ejector water-gas EVG-150 for pumping a gas-liquid mixture in the PPD system. To increase the performance of the ejector, it is proposed to install a slotted spring between the nozzle and the liner so that with its help the nozzle can move along its axis. The composition of the block cluster pump station together with the sectional centrifugal pump is supposed to include the U86MA2 piston pump in parallel or in series. The mixing chamber and the sleeve inserted into the nozzle in the EVG-150 ejector are supposed to be made of VK8 carbide material.

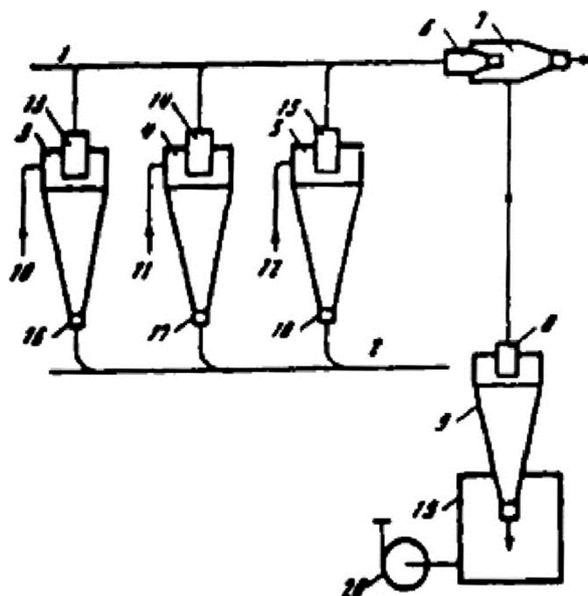
**Keywords:** purification of gas emissions when blowing wells; ejector technologies; removal of hydrogen sulfide from the gas stream; membrane hydrogen plants; system for water-gas stimulation; method of water-gas stimulation; purpose of the device under development.

## Литературный обзор существующих конструкций и устройств по вопросам утилизации газа

### Очистка газовых выбросов при продувке скважин

Анализ объёмов потерь газа на крупнейших месторождениях показал, что наибольший удельный вес имеют потери при освоении и испытании скважин. Известны методы испытаний скважин с подачей газа в газопровод, экспресс-методы, направленные на сокращение времени продувок скважин. Для исследования скважин без выпуска газа в атмосферу применяют систему «Ласточка» – многофункциональное устройство для автоматического определения параметров скважин. Для контроля за режимом работ скважин используют блочный комплект «Сокол» различной модификации, применение которого позволяет отказаться от прокладки замерного трубопровода и сепаратора. Кроме того, эффект от использования блочного комплекта проявляется за счёт сокращения потерь газа (углеводородов) в атмосферу при проведении исследований.

На рисунке 1 показана установка для утилизации газа при продувке скважин.



**Рисунок 1** – Установка для утилизации газа при продувке скважин:

- 1 – высоконапорный коллектор; 2 – низконапорный трубопровод; 3, 4, 5 и 9 – гидроциклоны;  
 6 – струйный насос; 7 – камера разряжения; 8, 13, 14 и 15 – выходные патрубки;  
 10, 11 и 12 – входные патрубки; 16, 17 и 18 – пластовые патрубки; 19 – ёмкость для сбора конденсата;  
 20 – насос

При продувках скважин, газ которых в большом количестве содержит сернистые соединения, углеводородный конденсат, пластовую воду и твёрдые примеси, институтом «ЮЖНИИГипрогаз» разработан достаточно эффективный способ обезвреживания газов продувки скважин.

Такая система продувки скважин внедрена на Астраханском ГКМ и состоит из присоединительных узлов, коллекторов и двух подземных ёмкостей объёмом по 14 тыс. м<sup>3</sup> каждая, созданных в соляном куполе. В подземных ёмкостях пластовая смесь разделяется на водную фазу с мехпримесями и углеводородную фазу (жидкую и газовую), которая транспортируется на газоперерабатывающий завод. Внедрение данной системы позволяет в 10–20 раз снизить уровень загрязнения атмосферы.

Монтаж коллектора производится на оборудованном байпасном трубопроводе участке линии, соединяющей скважину со шлейфом в двух вариантах.

На рисунке 2 приведена технологическая схема утилизации газа продувок скважин в подземную ёмкость, размываемую по технологии, разработанной институтом «ВНИИпромгаз». На кусте скважин факельную линию диаметром 114 мм опускают в подземный резервуар на 2/3 глубины полости, а отводящую линию (диаметром 325 мм) выводят от оголовка подземного резервуара до кустового коллектора газа, со-

единенного со шлейфом. При освоении скважины сначала проводится кратковременная продувка скважины через шлейф в подземный резервуар с давлением от атмосферного до максимального рабочего. При этом отходы бурового раствора также выбрасываются в полость подземного резервуара, где они осаждаются на дне. Газ продувки из подземного резервуара по газопроводу забирают в компрессорную станцию и закачивают в приёмный коллектор газового промысла.

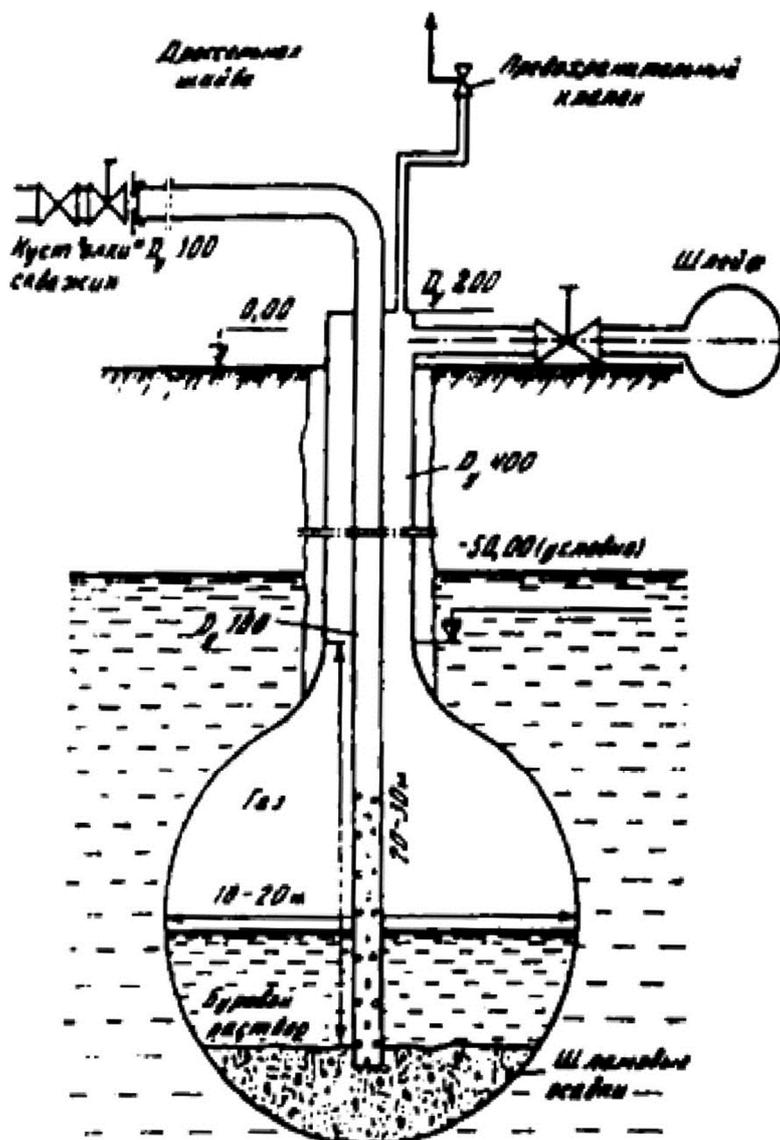


Рисунок 2 – Принципиальная схема продувки (освоения) газовых скважин через подземный резервуар

### Эжекторные технологии

ПК ООО «Техкомплектсервис» реализует свой научно-технический потенциал в направлении прироста запасов углеводородного сырья, увеличения и оптимизации добычи нефти и газа на месторождениях, что разрабатываются.

Основными видами деятельности ПК ООО «Техкомплектсервис» является разработка, изготовление, поставка и внедрение научно-технической продукции для добывающих предприятий нефтегазового комплекса.

#### Научно-техническая продукция

Эжектор газовый ЭГУ-1 (рис. 3) предназначен для эксплуатации низконапорных газоконденсатных скважин и утилизации факельного газа.



Рисунок 3 – Эжектор газовый ЭГУ-1

При эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений изменяются во времени параметры среды, которая транспортируется (давление, расход, температура, газовый показатель и др.) Частые изменения технологического режима работы скважин требуют оперативной перенастройки оборудования.

Таким образом, оборудование должно быть недорогим, простым в установке, эксплуатации и ремонте и иметь многоцелевое назначение. Кроме того, сложность и большая стоимость подведения искусственной энергии, тяжёлые климатические условия требуют, чтобы промышленное оборудование разрешало максимально использовать природные свойства продукции, которая добывается.

Действие эжектора основано на принципе инжекции рабочего напора: высокоскоростная продукция притягивает и передает часть энергии среде низких начальных скоростей.

Эжектор газовый ЭГУ-1 используется:

- при утилизации факельного газа.
- при добыче продукции из низконапорных газовых и газоконденсатных скважин.

Может использоваться:

- при освоении и интенсификации нефтяных и газовых скважин.

Техническая характеристика эжектора газового ЭГУ-1 приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Техническая характеристика эжектора газового ЭГУ-1

№№ n/n	Название параметра и размера	Значение параметров и размеров
1	2	3
1	Давление высоконапорного потока, МПа	2–35
2	Объёмная подача высоконапорного потока: – газа, тыс. м <sup>3</sup> /с – жидкости, м <sup>3</sup> /ч	10–250 2–30
3	Давление низконапорного потока, МПа	0,2–12
4	Коэффициент эжекции	0,1–0,3
5	Диаметр сопла, мм – для жидкости – для газа	3–10 3–30
6	Диаметр камеры смешивания, мм – газа – жидкости	6–30 5–16
7	Габаритные размеры В×L×Н, мм, не более	200×1575×400

Окончание таблицы 1

1	2	3
8	Присоединительные патрубки (фланцы с резьбовыми патрубками или быстросъёмные соединения)	по согласию заказчика
9	Средний срок эксплуатации, лет, не менее	10
10	Масса, кг, не более	65
11	Максимальная рабочая температура уплотняющих элементов, °С	от минус 50 до 70

Эжектор газовый универсальный ЭГУ-1 показан на рисунке 4.

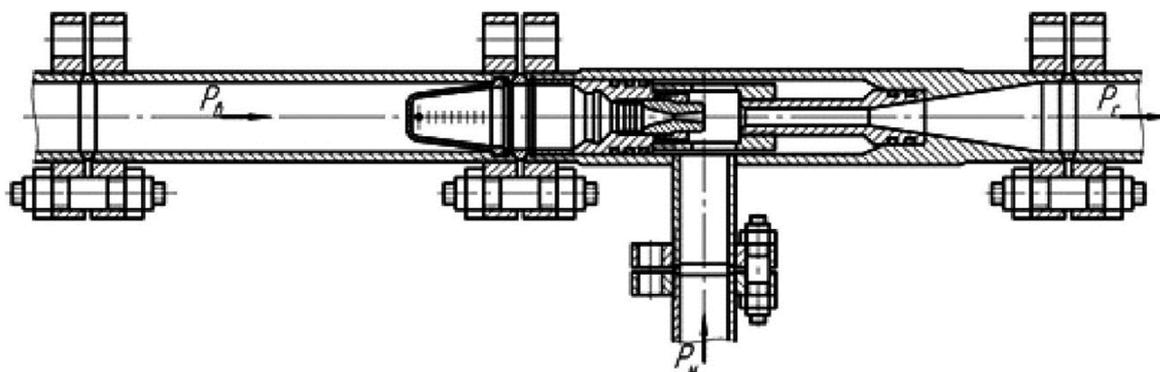


Рисунок 4 – Эжектор газовый универсальный ЭГУ-1

#### Эжекторно-струйная установка ЕСП-2

Эжекторно-струйная установка ЕСП-2 (рис. 5) предназначена для эксплуатации нефтяных и газоконденсатных скважин, а также для интенсификации и освоения нефтяных и газоконденсатных скважин.



Рисунок 5 – Эжекторно-струйная установка ЕСП-2

Эжекторно-струйная установка типа ЕСП-2 позволяют проводить освоение скважин исходя из сложившихся обстоятельств и условий как прямой, так и обратной промывками при одном её спуске, одном технологическом процессе без глушения скважины, подъёма НКТ. Отличаются от всех ранее предлагаемых различными фирмами изделий, как конструктивно, так и по своим техническим параметрам.

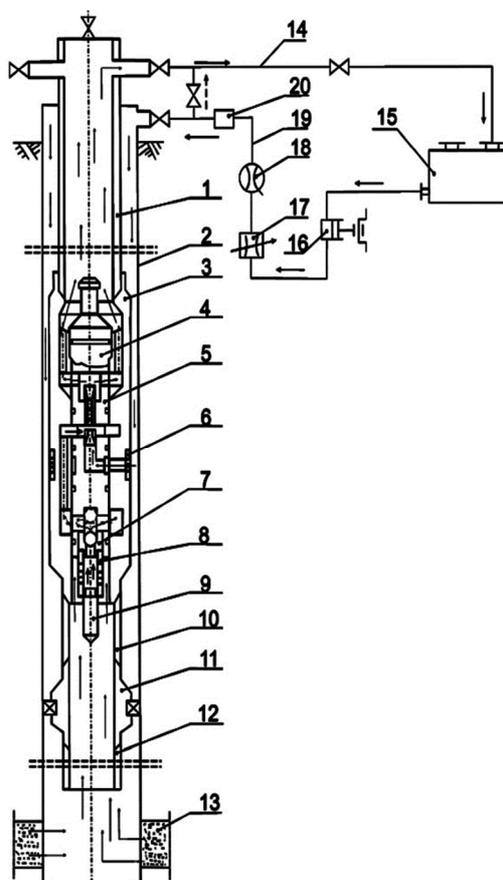
Эжекторно-струйная установка ЕСП-2 предназначена для освоения и интенсификации притока, продолжительной добычи нефти в осложнённых скважинных усло-

виях – пескопроявлением, высоким газовым фактором, обводнённостью, температурой, с ухудшенными фильтрационными свойствами коллектора, в скважинах наклонно-направленных и искривленных.

Установки струйных насосов обладают рядом существенных преимуществ по сравнению с другими способами эксплуатации:

- 1) простота и компактность скважинного оборудования;
- 2) отсутствие движущихся частей, кабеля и насосных штанг;
- 3) высокая надёжность скважинного оборудования, большой межремонтный период работы;
- 4) простота регулирования отбора продукции скважины;
- 5) замена насоса без подземного ремонта;
- 6) подача в скважину необходимых реагентов и тепловой энергии с рабочей жидкостью;
- 7) доступ на забой без подъёма скважинного оборудования;
- 8) создание требуемых депрессий на пласт;
- 9) проведение гидродинамических исследований в скважине и оптимизация отбора жидкости;
- 10) добыча нефти из малодобитных скважин – менее 10 м<sup>3</sup>/сут. минимальные затраты на подъём жидкости при дебитах до 150 м<sup>3</sup>/сут.;
- 11) эксплуатация скважин в осложнённых условиях (высокая температура, высокий газовый фактор, высокое давление насыщения нефти газом, большая вязкость откачиваемой продукции, большая глубина, соле- и парафиноотложения, высокое содержание песка, низкая проницаемость коллектора, нестабильный приток жидкости из пласта, большая кривизна скважины вплоть до горизонтали).

Технологическая схема эксплуатации скважин эжекторно-струйным устройством представлена на рисунке 6.



**Рисунок 6** – Технологическая схема эксплуатации скважин эжекторно-струйным устройством:  
 1 – НКТ; 2 – обсадная колонна; 3 – корпус насоса; 4 – вставка; 5 – эжекторно-струйное устройство;  
 6 – фильтр; 7 – клапан обратный; 8 – фильтр; 9 – глубинный манометр; 10 – патрубок НКТ; 11 – пакер;  
 12 – хвостовик; 13 – пласт; 14 – выкидная линия (шлейф); 15 – резервуар; 16 – насос силовой;  
 17 – регулятор давления; 18 – расходомер; 19 – линия рабочей жидкости; 20 – фильтр

Техническая характеристика эжекторно-струйной установки ЕСП-2 приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Техническая характеристика эжекторно-струйной установки ЕСП-2

№№ n/n	Название параметра и размеры	Значение параметров и размеров
1	Максимальное давление рабочей жидкости, МПа	36
2	Максимальная температура рабочей жидкости, °С	120
3	Рабочая среда	нефть, конденсат, газ, вода техническая
4	Окружающая среда	нефть, конденсат, газ, пластовая вода
5	Максимальная глубина установки, м	4000
6	Минимальный проходной диаметр корпуса, мм	46
7	Внутренний диаметр сопла, мм	4,2; 5,0; 6,0; 8,0
8	Диаметр камеры смешивания, мм	6; 7; 8; 10; 12
9	Габаритные размеры, D×L, мм, не более	98×760
10	Масса (без упаковки) кг, не более	20
11	Максимальная величина создаваемой депрессии на пласт составляет	$P_{пл}$ (пластовое давление)

*Струйный насос НСП-1 совмещённый с гидравлическим пакером*

Предназначено для освоения, интенсификации и очистки призабойной зоны пласта добывающих и нагнетательных скважин.

Технологическая схема обвязки струйного насоса НСП-1 показана на рисунке 7.

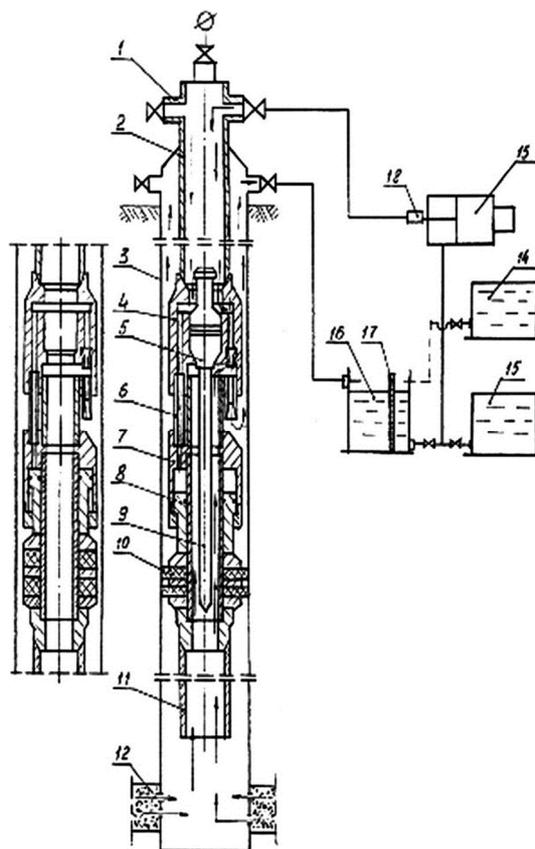


Рисунок 7 – Технологическая схема обвязки струйного насоса НСП-1:

- 1 – фонтанная арматура; 2 – НКТ; 3 – обсадная колонна; 4 – струйный насос; 5 – вставка депрессионная;  
 6 – трубка передачи давления; 7 – гидроцилиндр пакера; 8 – поршень; 9 – глубинный манометр;  
 10 – пакер; 11 – патрубок; 12 – пласт; 13 – насосный агрегат;  
 14 – доливная ёмкость технологической жидкости; 15 – ёмкость технологической жидкости;  
 16 – замерная ёмкость; 17 – мерная линейка

#### *Назначение*

Устройство может применяться:

- 1) при освоении продуктивных горизонтов скважин;
- 2) при очистке приствольных зон разведочных, добывающих и нагнетательных скважин.

Устройство применяется в скважинах:

- с эксплуатационной колонной 146 мм, внутренним диаметром от 124,7 до 133,1 мм (устройство НСП-118-1);
- с эксплуатационной колонной 168 мм с внутренним диаметром от 144,1 до 153,7 мм (устройство НСП-136-1).

Максимальная глубина спуска до 3500 м в среде нефть, газ, конденсат, пластовая и техническая вода при максимальной температуре до 120 °С.

Рассмотрим состав и конструктивные особенности устройства НСП-1. Устройство НСП-1 состоит из струйного насоса, совмещённого с гидравлическим пакером. Конструктивная особенность устройства НСП-1 позволяет обеспечивать проведение работ в скважинах с различными нарушениями обсадных колонн и значительным искривлением ствола скважин, что в конечном итоге положительно отображается на таких показателях как успешность и эффективность проведения работ по освоению скважин, которые могут достигать величины 80–85 %. Устройство НСП-1 прошло испытания на нефтяных месторождениях Прикарпатья в 2000–2001 гг.

#### *Эжектор жидкостно-газовый*

Эжектор жидкостно-газовый (рис. 8) предназначен для аэрации жидкостей при освоении скважин и приготовления различных буровых и пенных растворов.

Применяется при освоении скважин, интенсификации добычи углеводородов, газлифтной эксплуатации, а также для приготовления различных буровых и пенных растворов.



**Рисунок 8** – Эжектор жидкостно-газовый

Сравнительно с существующими конструкциями ЭЖГ имеет следующие преимущества:

- возможность оперативно менять режимы работы при помощи изменения сопел и камер смешивания;
- оперативно изменять расстояние между соплом и камерой смешивания;
- наличие обратных клапанов в системах подачи жидкости и газа.

Техническая характеристика эжектора жидкостно-газового приведена в таблице 3.

**Таблица 3** – Техническая характеристика эжектора жидкостно-газового

№№ n/n	Название параметра и размера	Значение параметра и размера
1	Максимальное давление газо-жидкостной смеси, МПа	24
2	Максимальное давление жидкости, МПа	30
3	Давление газа, МПа	1–15
4	Коэффициент эжекции	0,3–0,6
5	Диаметр сопла, мм	4, 5, 6, 7
6	Диаметр камеры смешивания, мм	6, 7, 8,10
7	Кратность пены или газовый состав смеси при нормальных условиях, м <sup>3</sup> / м <sup>3</sup>	до 200
8	Габаритные размеры, <i>BxLxH</i> , мм, не больше	90x870x350

#### *Струйный насос УЕОС-4*

Струйный насос УЕОС-4 предназначен для освоения, интенсификации скважин с проведением гидродинамических и геофизических исследований.

Устройство позволяет проводить в скважине следующие технологические операции:

- 1) возобновление фильтрационных свойств пород коллектора методом создания многократных депрессий и репрессий на пласт;
- 2) гидродинамические исследования скважин для оценки скин-эффекта, давления пласта, степени ухудшения проницаемости пласта;
- 3) геофизические исследования для оценки толщины работающего пласта, излишнего водонефте содержания и т.д.;
- 4) обработку пласта химическими реагентами;
- 5) перфорацию малогабаритными перфораторами типа ПР с одновременным вызовом притока и очистки привывойной зоны.

Техническая характеристика струйного насоса УЕОС-4 приведена в таблице 4.

**Таблица 4** – Техническая характеристика струйного насоса УЕОС-4

№№ n/n	Показатели	Величина
1	Максимальное давление рабочей жидкости, МПа	35,0
2	Максимальная величина создаваемой депрессии на пласт	$P_{пл}$
3	Габаритные размеры., мм – диаметр, не более – длина, не более	118 700
4	Масса прибора без вспомогательного инструмента, кг, не более	30
5	Минимальный внутренний диаметр устройства, мм	50
6	Соединительные резьбы	резьба НКТ-73 ГОСТ 633-80

#### **Установки «Грасис»**

##### *Удаление сероводорода из газового потока*

Разработанная «Грасис» мембрана позволяет проводить преимущественное удаление сероводорода, влаги и диоксида углерода из газа совместно с тяжёлыми углеводородами. Мембранные установки «Грасис» позволяют подготовить H<sub>2</sub>S содержащий газ до требований, позволяющих использовать его в качестве топливного для ГПЭС (ГТЭС), печей подогрева нефти и в котельных. В ряде случаев газ может быть подготовлен до требований ОСТ 51.40-93.

Угледородная установка фирмы «Грасис» показана на рисунке 9.



Рисунок 9 – Углеродная установка фирмы «Грасис»

Очистка природного и попутного нефтяного газа с использованием мембран производится как для выделения из них кислых газов ( $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ ), в результате чего газ начинает отвечать требованиям газопровода, так и для удаления метана при добыче нефти третичными методами для последующей закачки углекислого газа в пласт. Природные и попутные нефтяные газы зачастую содержат химически агрессивные или легко конденсируемые составляющие, которые существенно влияют на производительность мембраны и степень утилизации ПНГ. Для удаления этих компонентов, поддержания и/или контроля содержания их, а также для невозможности выхода за критический порог работоспособности мембран, требуется предварительная дорогостоящая подготовка. Более того, традиционные мембраны для удаления кислых компонентов при переработке ПНГ собирают тяжёлые углеводороды в ретенате, ведущем к их конденсированию, сопоставимому с объёмом мембранного элемента. Вышесказанное ограничивает область применения традиционных мембран при утилизации ПНГ и переработке ПНГ, приводит к их функциональной усложнённости и повышает эксплуатационные расходы.

Углеродная установка удаления сероводорода из газового потока показана на рисунке 10.



Рисунок 10 – Углеродная установка удаления сероводорода из газового потока

Применение мембранной технологии ГРАСИС позволяет:

- перерабатывать газы с объёмной долей содержания сероводорода до 5 % при 100 %-ной влажности и с объёмной долей содержания диоксида углерода до 30–35 %;
- снижать содержание сероводорода в подготовленном газе до требований, позволяющих его использование в качестве топливного газа для энергетических установок, печей подогрева нефти, котельных;
- при концентрациях сероводорода до 0,1 % возможно доведение подготовленного газа до требований ГОСТ 5542-87 (ОСТ 51.40-93).

#### *Мембранные водородные установки*

Водородные установки «Грасис», работающие по принципу мембранного разделения, позволяют концентрировать водород в сбросных, остаточных, топливных и других газах до 99,5 % с производительностью при нормальных условиях до 50000 м<sup>3</sup>/ч.

Современные мембранные водородные установки (рис. 11) составляют достойную альтернативу криогенным и адсорбционным системам. Во многих случаях мембранные установки концентрирования водорода находят применение там, где использование оборудования на основе других технологий невозможно или с технико-экономической точки зрения не эффективно.



Рисунок 11 – Мембранная водородная установка

Значительное преимущество мембранных водородных установок заключается в возможности работы при различных давлениях разделяемого газа – от 0,1 до 11 МПа. Кроме того, на мембранных установках в отличие от адсорбционных и криогенных систем легко осуществляется регулирование чистоты получаемого водорода. Это позволяет подобрать в зависимости от требуемых задач наиболее оптимальный режим работы оборудования.

Полное отсутствие движущихся деталей в составе установок также является большим достоинством. Благодаря этому стало возможным производить исключительно надежное и неприхотливое в эксплуатации оборудование, при этом установки полностью автоматизированы, обладают отличными техническими характеристиками и очень компактны.

Водородные установки на основе мембранного разделения не содержат изнашиваемых узлов, по этой причине они практически не требуют обслуживания.

Эксплуатировать мембранные водородные установки «Грасис» может персонал без специальной подготовки: поддержка и контроль всех рабочих параметров осуществляется электроникой. Срок службы водородных установок «Грасис» составляет от 120 до 180 тыс. часов непрерывной работы.

## Патентная проработка

### *Система для водогазового воздействия на пласт*

Патент RU № 2293178, E21B43/20. Автор патента Дроздов Александр Николаевич. Изобретение относится к нефтяной промышленности и предназначено для реализации водогазового воздействия при повышении нефтеотдачи пластов. Обеспечивает повышение эффективности и расширение области применения водогазового воздействия на залежь путем увеличения производительности по газу и КПД при росте давления на приёме струйного аппарата. Сущность изобретения: система содержит силовой насос, струйный аппарат, дожимной насос, нагнетательные скважины, ёмкость с пенообразующими поверхностно-активными веществами – ПАВ, регулируемые задвижки, линию подачи воды в силовой насос, линию нагнетания воды, линию откачки газа, линию подачи ПАВ и линию закачки водогазовой смеси.

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может быть использовано при водогазовом воздействии для повышения нефтеотдачи пластов с одновременной утилизацией попутного газа, бесполезно сгорающего сейчас в факелах на многих месторождениях России.

Повышение эффективности и расширение области применения в системе для водогазового воздействия на пласт достигается тем, что в системе для водогазового воздействия на пласт, содержащей силовой насос, струйный аппарат, дожимной насос, нагнетательные скважины, ёмкость с пенообразующими ПАВ, а также линию подачи воды в силовой насос, линию нагнетания воды, линию откачки газа, линию подачи ПАВ и линию закачки водогазовой смеси, согласно изобретению, на линии откачки газа установлен нагнетатель газа, причём приём нагнетателя газа подключен к выходной газовой линии сепаратора продукции добывающих скважин, а выкидная газовая линия нагнетателя газа сообщена с приёмом струйного аппарата. Повышение эффективности и расширение области применения в системе для водогазового воздействия на пласт достигается также тем, что линия подачи воды в силовой насос сообщена с линией сброса воды сепаратора продукции добывающих скважин и/или с водозаборной скважиной, в водозаборной скважине установлен погружной насос, в качестве нагнетателя газа используется насосно-эжекторная установка с жидкостно-газовым сепаратором и циркуляцией рабочей жидкости, в качестве рабочей жидкости применяется вода, линия подачи воды в силовой насос сообщена с жидкостно-газовым сепаратором насосно-эжекторной установки, а жидкостно-газовый сепаратор насосно-эжекторной установки снабжён линией отвода конденсата.

Система для водогазового воздействия на пласт (рис. 12) содержит силовой насос 1, струйный аппарат 2, дожимной насос 3, нагнетательные скважины 4, ёмкость 5 с пенообразующими ПАВ, а также линию 6 подачи воды в силовой насос 1, линию 7 нагнетания воды, линию 8 откачки газа, линию 9 подачи ПАВ и линию 10 закачки водогазовой смеси. Система содержит также сепаратор 11 продукции добывающих скважин 12 с выходной газовой линией 13. Выход сепаратора 11 по нефти направлен в нефтепровод 14. В сепараторе 11 имеется также линия сброса воды 15. В добывающих скважинах 12 установлены насосы 16. Добывающие и нагнетательные скважины пробурены на пласт 17.

Линия 6 подачи воды в силовой насос 1 сообщена с линией 15 сброса воды сепаратора 11 продукции добывающих скважин 12 и/или с водозаборной скважиной 18. В водозаборной скважине 18 установлен погружной насос 19. На линии 8 откачки газа после сепаратора 11 продукции добывающих скважин 12 установлен нагнетатель газа 20, причём приём нагнетателя газа 20 подключён через линию 8 к выходной газовой линии сепаратора 11 продукции добывающих скважин 12, а выкидная газовая линия 21 нагнетателя 20 сообщена с приёмом струйного аппарата 2.

В качестве нагнетателя газа 20 может быть использована насосно-эжекторная установка 22 с жидкостно-газовым сепаратором 23, насосом 24, эжектором 25 и циркуляцией рабочей жидкости. В качестве рабочей жидкости применяется вода. Линия 6 подачи воды в силовой насос 1 сообщена с жидкостно-газовым сепаратором 23 насосно-эжекторной установки 22, при этом на линии 15 сброса воды перед жидкостно-газовым сепаратором 23 установлен подпорный насос 26. Жидкостно-газовый сепаратор 23 насосно-эжекторной установки 22 может быть снабжен линией 27 отвода конденсата.

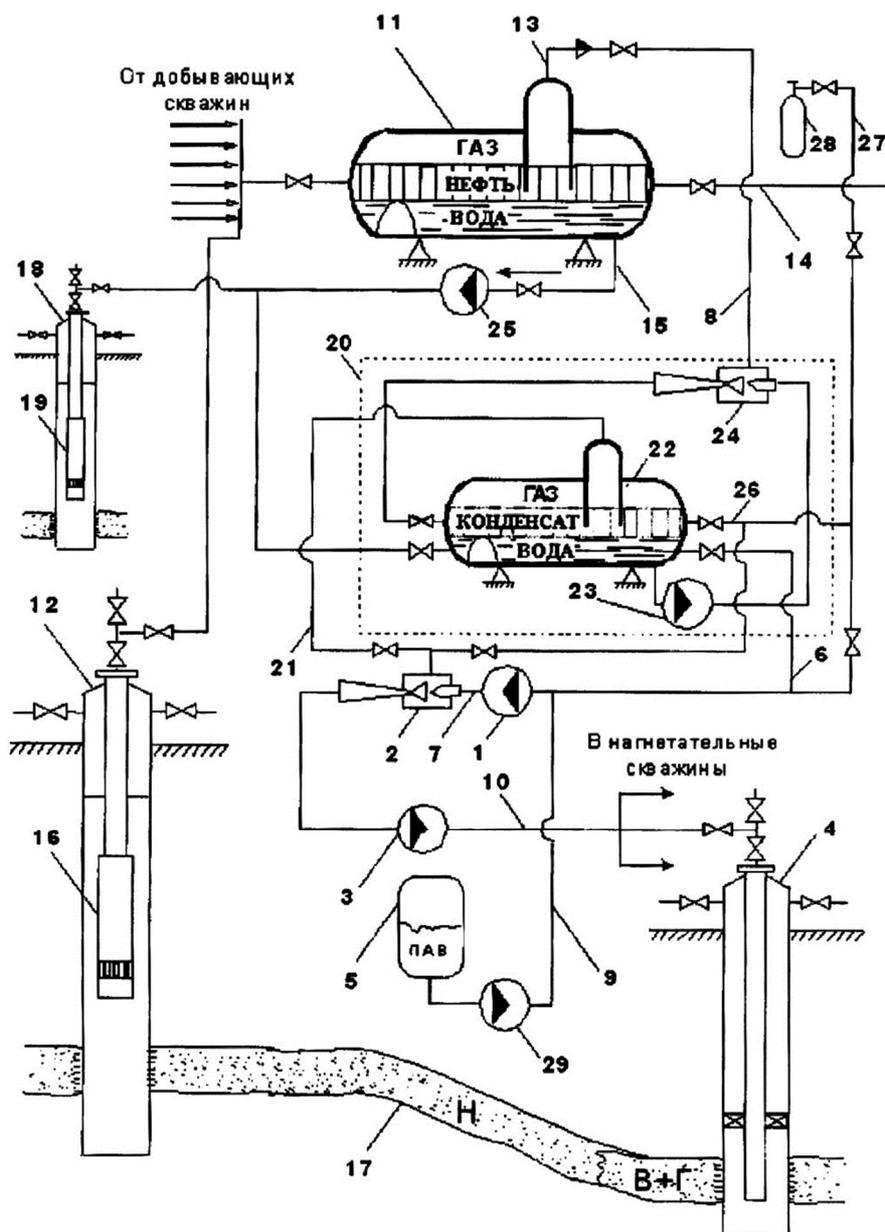


Рисунок 12 – Система для водогазового воздействия на пласт

В вариантах выполнения системы линия 27 отвода конденсата сообщена либо с приёмной камерой струйного аппарата 2, либо с приёмом силового насоса 1, либо с нефтепроводом 14, или с линией 28 заправки баллонов 29.

В качестве нагнетателя газа 20 может использоваться компрессорная станция.

В вариантах системы на линии 9 подачи ПАВ установлен дозировочный насос 30, в качестве нагнетателя газа 20 используется винтовой мультифазный насос 31 с буферной ёмкостью 32 и циркуляцией жидкости.

В качестве дожимного насоса 3 используется многоступенчатый центробежный насос, который может быть расположен горизонтально с приводом от наземного двигателя или вертикально в шурфе с приводом как от наземного, так и от погружного двигателя, а двигатели насосов 1, 3, 12, 19, 24, 26, 30, 31 сообщены с частотными преобразователями (варианты выполнения дожимного насоса и частотные преобразователи на схемах не показаны).

Система для водогазового воздействия на пласт работает следующим образом: продукция добывающих скважин 12 направляется в сепаратор 11. В нём происходит разделение продукции скважин на нефть, газ и воду. Нефть поступает в нефтепровод 14. В сепараторе 11 поддерживается избыточное давление. Газ идет по выходной га-

зовой линии 13 сепаратора и далее через линию 8 откачки газа на приём нагнетателя газа 20, который откачивает газ из сепаратора 11 и повышает при этом давление газа на приёме струйного аппарата 2. Силовой насос 1 нагнетает воду в сопло струйного аппарата 2. При этом в поток по линии 9 из ёмкости 5 поступают пенообразующие ПАВ. Струйный аппарат 2 откачивает газ, повышает давление водогазовой смеси и диспергирует её. Мелкодисперсная смесь с высокими пенообразующими свойствами при повышенном давлении поступает затем на приём дожимного насоса 3, который, не испытывая в таких условиях вредного влияния газа, закачивает водогазовую смесь под высоким давлением в нагнетательные скважины 4. Водогазовая смесь с ПАВ эффективно вытесняет нефть из пласта 17. Продукция пласта 17 извлекается на поверхность через добывающие скважины 12 насосами 16.

В одном из вариантов системы в качестве нагнетателя газа используется насосно-эжекторная установка 22. Газ из сепаратора 11 поступает при этом на приём эжектора 25. В сопло эжектора 25 нагнетает воду насос 24. Эжектор откачивает газ и нагнетает смесь воды с газом в жидкостно-газовый сепаратор 23. В нём происходит разделение жидкой и газовой сред. Газ с повышенным давлением идёт на приём струйного аппарата 2, а вода поступает на вход насоса 24. Используемая в качестве рабочей жидкости вода циркулирует по замкнутому контуру, существенно нагреваясь при этом и нагревая сжимаемый газ. В варианте системы выделяющееся тепло используется для повышения температуры нагнетаемой в скважины 4 смеси, что дополнительно увеличивает нефтеотдачу. При этом также устраняется опасность возникновения гидратов при водогазовом воздействии. Вода, подающаяся погружным насосом 19 из водозаборной скважины 18 и/или из линии сброса 15 воды сепаратора 11 подпорным насосом 26, поступает в жидкостно-газовый сепаратор 23 и нагревается рабочей жидкостью насосно-эжекторной установки 22. Далее нагретая вода идет по линии 6 на приём силового насоса 1, нагнетающего горячую воду в сопло струйного аппарата 2. В приёмную камеру струйного аппарата 2 тоже поступает нагретый газ. Струйный аппарат 2 и дожимной насос 3 направляют нагретую водогазовую смесь в нагнетательные скважины 4.

Двигатели насосов 1, 3, 12, 19, 24, 26, 30, 31 могут быть сообщены с частотными преобразователями, что позволяет осуществлять плавную регулировку режимных параметров в процессе водогазового воздействия.

На рисунке 13 представлены полученные авторами изобретения экспериментально на стенде характеристики струйного аппарата (зависимости КПД от объёмного коэффициента инжекции газа  $U_r$  в условиях приёмной камеры) при откачке газа.

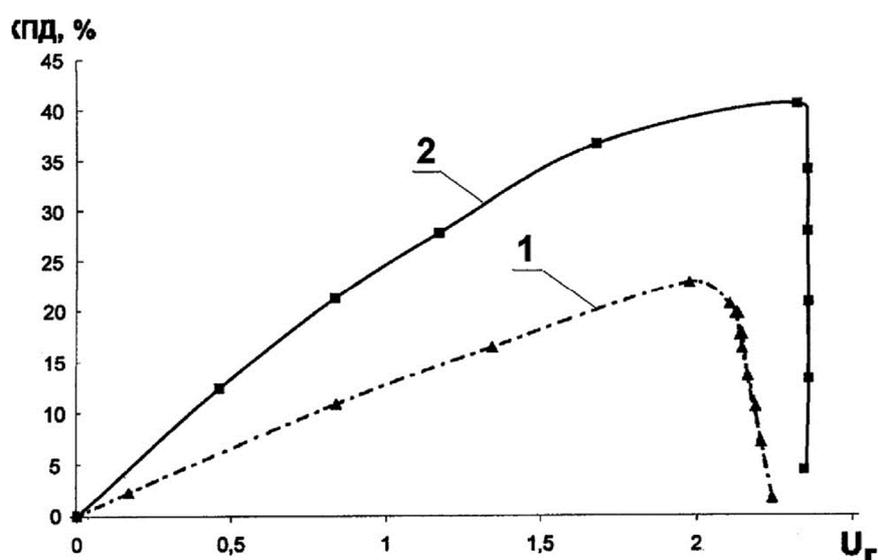


Рисунок 13 – Характеристики струйного аппарата при откачке газа

Таким образом, предложенное техническое решение позволяет заметно повысить эффективность и расширить область применения водогазового воздействия на

залежь путем увеличения производительности по газу и КПД при росте давления на приёме струйного аппарата по сравнению с известными изобретениями.

### Способ водогазового воздействия на пласт

Патент RU № 2190760, E21B43/20. Авторы патента: Дроздов А.Н., Фаткуллин А.А. Изобретение обеспечивает расширение области применения и возможностей воздействия на залежь за счёт нарушения давления нагнетания водогазовой смеси. Сущность изобретения: способ включает закачку созданной эжектором водогазовой смеси в нагнетательные скважины и добавку в водогазовую смесь пенообразующих поверхностно-активных веществ. Водогазовую смесь после эжектора дожимают насосом и поддерживают при этом содержание свободного газа в смеси на приёме насоса не выше критического газосодержания бескавитационной работы насоса на водогазовой смеси. Содержание свободного газа в смеси на приёме насоса регулируют изменением подачи газа эжектором. Критическое газосодержание бескавитационной работы насоса на водогазовой смеси регулируют путём изменения пенообразующих свойств водогазовой смеси и/или путем изменения давления на приёме насоса за счёт изменения давления воды, нагнетаемой в эжектор.

Установка для водогазового воздействия на пласт (рисунок 14) содержит эжектор 1, нагнетательные скважины 2, насос Н1, силовой насос Н2 для привода эжектора 1, ёмкость 3 с ПАВ, регулируемые задвижки 4, 5 и 6, а также линию нагнетания воды 7, линию подачи газа 8, линию подачи ПАВ 9 и линию закачки водогазовой смеси 10.

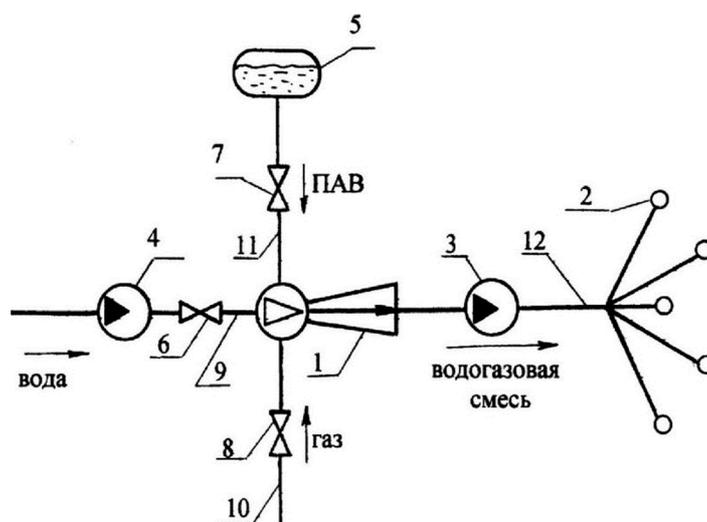


Рисунок 14 – Схема установки для водогазового воздействия на пласт

Способ водогазового воздействия на пласт осуществляют следующим образом. Проводят закачку созданной эжектором 1 водогазовой смеси в нагнетательные скважины 2 и добавку в водогазовую смесь пенообразующих поверхностно-активных веществ. Для этого силовым насосом Н2 по линии нагнетания воды 7 подают под давлением воду в рабочее сопло эжектора 1. При истечении воды через рабочее сопло с высокой скоростью создается разрежение в приёмной камере эжектора 1, куда подсаывается газ по линии подачи газа 8. Одновременно с этим по линии 9 в приёмную камеру эжектора 1 подают пенообразующие ПАВ из ёмкости 3. В проточной части эжектора 1 происходят смешивание потоков и образование водогазовой смеси.

На выходе из эжектора 1 водогазовая смесь имеет некоторое повышенное давление, которого, однако недостаточно для закачки водогазовой смеси в нагнетательные скважины 2. Поэтому после эжектора 1 дожимают насосом Н1 водогазовую смесь и закачивают её под высоким давлением по линии 10 в нагнетательные скважины 2.

Чтобы избежать снижения рабочей характеристики насоса Н1 из-за вредного влияния свободного газа, содержание свободного газа в смеси на приёме насоса  $\beta$  поддерживают не выше критического газосодержания бескавитационной работы насоса  $\beta_{кр}$  на водогазовой смеси (рис. 15).

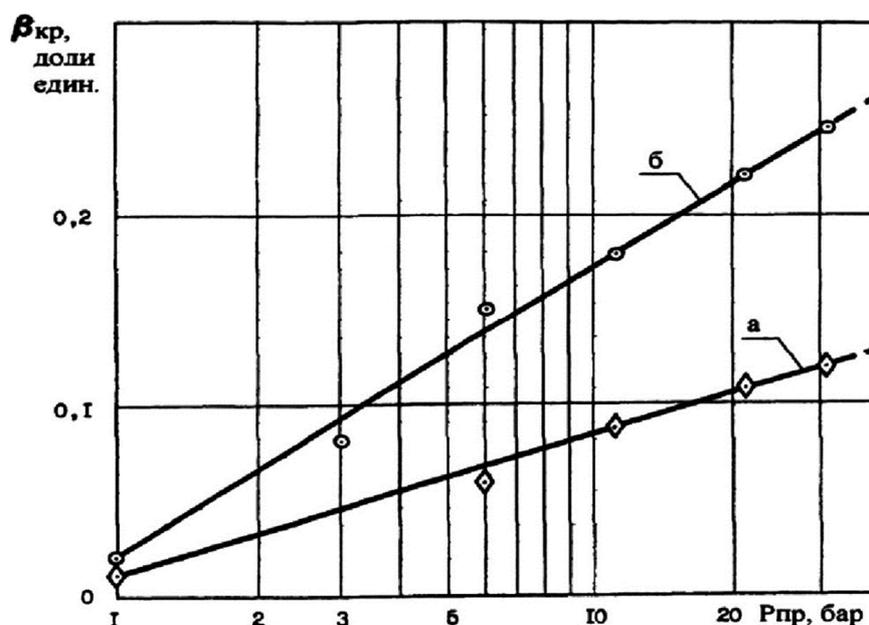


Рисунок 15 – Полученные в лабораторных экспериментах зависимости критического газосодержания  $\beta_{кр}$

Как показано на рисунке 15, критическое газосодержание  $\beta_{кр}$  бескавитационной работы многоступенчатого центробежного насоса на водогазовых смесях повышается с ростом давления на приёме насоса  $P_{пр}$  и при увеличении пенообразующих свойств смеси. Используя подобные зависимости, можно устанавливать режимные параметры процесса, обеспечивающие бескавитационную работу насоса 3 на водогазовой смеси.

Таким образом, предложенное техническое решение позволяет существенно расширить область применения и функциональные возможности водогазового воздействия на пласт по сравнению с известными изобретениями.

Нами предложен способ поддержания пластового давления с помощью смесителя эжекторного потому, что таким образом существенно сокращается объём газа, сжигаемого на факелах, также смеситель выгодно отличается простотой применения и простотой конструкции, ответственные части которого выполнены из материала ВК8, что увеличивает период его безремонтной работы. Также предполагается установить в эжекторном смесителе между соплом и вкладышем прорезную пружину, чтобы с её помощью сопло имело возможность перемещения вдоль своей оси. Так можно получить активную пульсирующую струю и предположительно увеличить тягу эжекторного смесителя на 20–40 %.

### Назначение разрабатываемого устройства, устройство и принцип действия

#### Назначение разрабатываемого устройства

Водогазовые эжекторы относятся к струйной технике с расчётным давлением не более 160 МПа и температурой корпуса не более 400 °С, в которых происходит смешение и обмен энергией двух потоков – рабочего и эжектируемого. В качестве рабочего потока может использоваться вода, а в качестве эжектируемого потока попутный нефтяной газ (ПНГ).

Широко применяется технология закачки воды в продуктивные нефтяные пласты с целью поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи. Одной из новых технологий этого направления является безкомпрессорная технология водогазового воздействия на пласт, при которой осуществляется закачка в пласт попутного нефтяного газа (ПНГ) и воды при помощи специального водогазового эжектора. Эжекторы могут применяться для эжекции ПНГ с давлением до 1 МПа и обратной закачки ПНГ под давлением 10–16 МПа с потоком воды в пласт. Обратная закачка позволяет не только во многом решить проблему утилизации попутного газа, сохранения ресурсов газа и предотвращения сжигания газа или распыления газа в атмосферу, но и, что не менее важно, заметно увеличить коэффициент извлечения нефти.

Преимущества применения водогазовых эжекторов:

- 1) утилизации значительных объёмов газа;
- 2) отсутствие механических компрессоров;
- 3) снижения вязкости нефти за счёт растворения в ней газа;
- 4) вытеснения нефти газом из крупных пор и верхних тупиковых зон;
- 5) простота и надёжность конструкции;
- 6) малые габариты и вес;
- 7) малая металлоёмкость;
- 8) лёгкое и дешёвое техобслуживание.

### Устройство и принцип действия

Установку эжекции газа схематично можно представить в виде трубы Вентури с щелевым отверстием в области сужения; к данному щелевому отверстию подведён газопровод. Принцип работы эжектора основан на эффекте снижения давления жидкости при прохождении скоростного потока через сужающийся участок трубы.

Установка работает следующим образом. В конфузоре 1 (рис. 16) подаётся жидкость под высоким давлением  $P$  со скоростью 2–3 м/с. В самом узком месте конфузора скорость движения потока достигает 130–170 м/с с одновременным снижением давления до 0,01 МПа. При превышении давления в газопроводе давления в зоне сужения на 0,1 МПа происходит эжекция газа в поток жидкости. При этом потери давления в эжекторе составляют не более 15 % от первоначального.

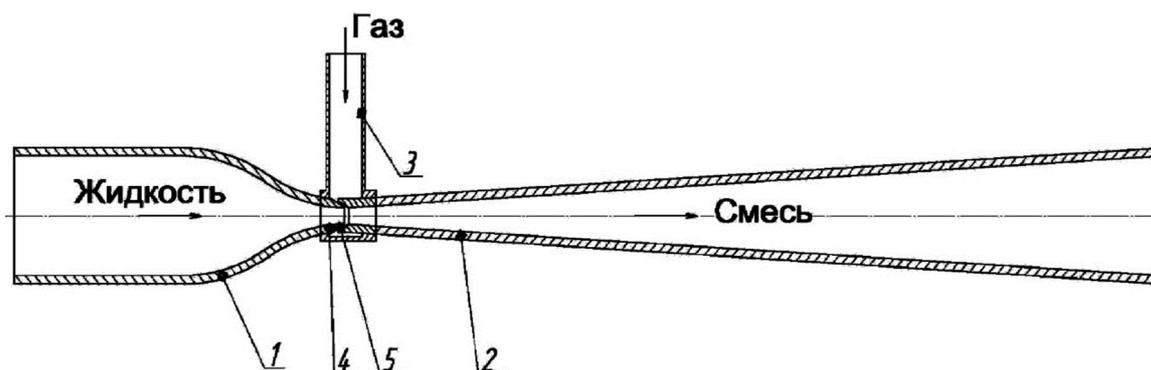


Рисунок 16 – Общая схема устройства эжекции газа (УЭГ)

Конструкцию эжектора можно разделить на три основных части:

- 1) входной конус – конфузор;
- 2) центральная часть – зона эжекции;
- 3) выходной конус – диффузор.

На рисунке 16 представлена общая схема устройства эжекции газа (УЭГ), также известная как эжектор.

Схема подключения эжектора для подготовки водогазовой смеси (рис. 17) включает в себя: эжектор ЭВГ-150 с присоединённой газовой линией для ТВО, отсекающий ОТ, четыре обратных клапана ОК1, ОК2, ОК3, ОК4, манометр МН1 для контроля давления газовой смеси, газовый счётчик ГС для учёта расхода газа, манометр МН2 для контроля давления воды, расходомер водогазовой смеси РП1, манометр МН3 для контроля давления водогазовой смеси, регулятор расхода воды РП2, предохранительный клапан КП, манометры МН4 и МН5.

Управление системой эжекции со стороны газовой линии возможно реализовать за счёт системы обратного клапана и отсекающего, которые защищают от проникновения жидкости в случае превышения давления эжекции над давлением в газовой линии и резкого падения давления в газовой линии при возникновении условий вакуумирования в камере эжекции.

Управления в водяной линии предлагается реализовать в виде байпасной трубы с регулятором расхода. Объёмный расход – параметр, наиболее сильно влияющий на значение давления в камере эжекции.

Предполагается к линии закачки водогазовой смеси в пласт присоединить байпасную трубу с установленным мультифазным насосом L4MG фирмы Leistrizt (рис. 18), для того чтобы увеличить давление закачиваемой в пласт водогазовой смеси.

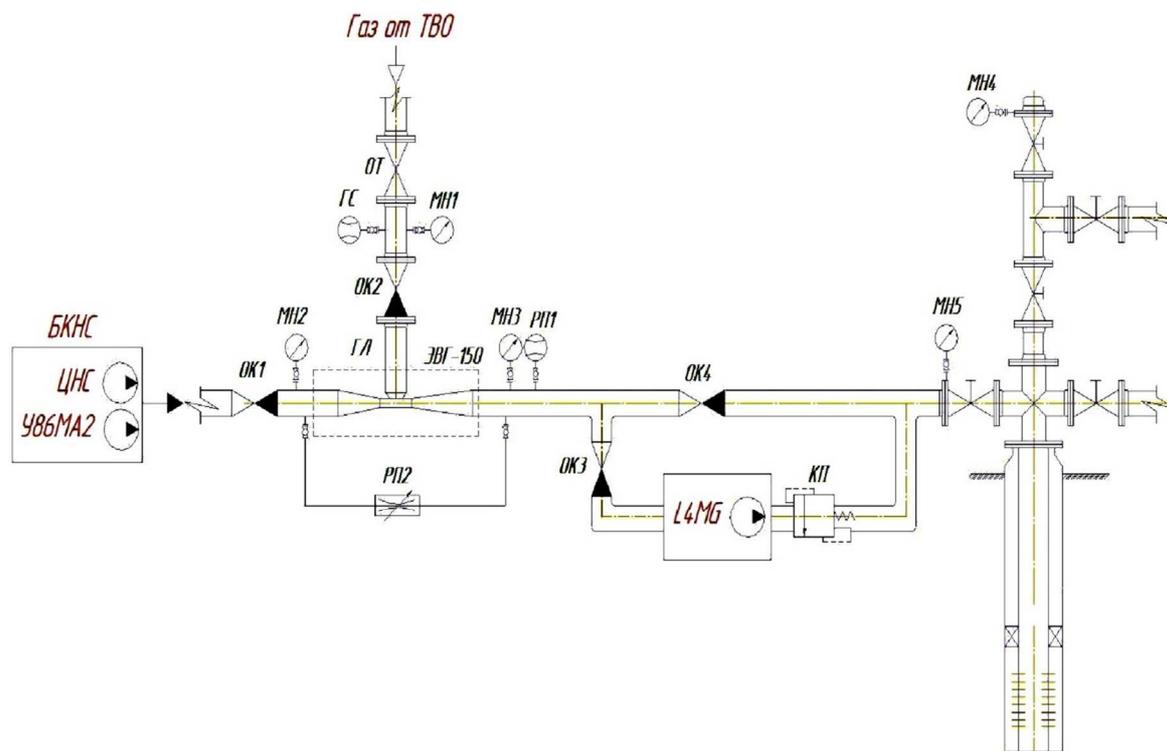


Рисунок 17 – Схема подключения эжектора для подготовки водогазовой смеси



Рисунок 18 – Мультифазный насос Leistrizt

Преимущества технологии двухвинтовых мультифазных насосов Leistrizt:

- 1) весь продукт скважины перекачивается одним агрегатом;
- 2) низкое давление всаса продлевает срок эксплуатации скважины и увеличивает объём добычи;
- 3) обеспечивается высокое давление нагнетания потока из скважины к удаленным объектам;
- 4) уменьшается необходимость механизированной добычи благодаря низкому допустимому входному давлению;
- 5) сокращается время добычи;
- 6) незмульгирующее перекачивание с малым сдвигом;
- 7) способность перекачивания газа со значениями GVF до 100 %;
- 8) исключается необходимость использования факельных установок;
- 9) малые капиталовложения и быстрая окупаемость благодаря увеличению добычи;

- 10) снижение расходов на эксплуатацию и обслуживание;  
 11) из-за малых габаритов и весов идеально подходят для установки на морских платформах.

Винтовые пары с противоположным направлением витков устанавливаются в сменной гильзе. Оба винта, изготовленные из цельной заготовки для достижения максимальной жесткости, не соприкасаются друг с другом. Крутящий момент передается от ведущего винта к ведомому через шестерёнчатую передачу с масляной смазкой. Это обеспечивает возможность двухвинтовых мультифазных насосов перекачивать продукты с высоким газовым фактором, загрязнениями и сырой нефтью или водой. Валы насоса герметизируются, либо одинарным, либо двойным торцевым уплотнением, которое подвергается действию только давления всасывания.

Технология мультифазной перекачки помогает исключить вредные выбросы двуокси углерода и метана на нефтяных буровых установках.

Способные перекачивать большие объёмы газа вместе с поступающей из скважины нефтью, или закачивающейся в пласт водой, они в значительной степени способствуют снижению выхода в атмосферу парниковых газов. При замене сепарационных процессов на площадке скважины технологией мультифазной перекачки можно исключить сжигание газа в факелах и использовать его для выработки энергии, в качестве топлива для транспортных средств, в газлифтных установках или в качестве сырья для химической промышленности.

Установка систем мультифазной перекачки характеризуется значительным сокращением оборудования, уровня шума и потребляемой энергии на площадке скважины.

Компактность систем мультифазной перекачки по сравнению с традиционным нефтедобывающим оборудованием, таким как баки, сепараторы, теплообменники и различное вращающееся оборудование, также способствует сохранению нашей окружающей среды.

Камеру смешения и втулку вставленную в сопло в эжекторе ЭВГ-150 предполагается изготовить из твердосплавного материала ВК8, так как именно в этом месте происходит повышенный износ поверхностей ввиду больших скоростей жидкостного потока в сопле и газожидкостной смеси в камере смешения.

Материал ВК8 обладает повышенной износостойкостью по сравнению со сталью 20Х, из которого ранее делались камера смешения и насадка смесителя, и, следовательно, при установке в ЭВГ-150 втулки и камеры смешения из сплава ВК8 можно сократить потери времени, связанные с остановкой работы эжекторной установки и заменой изношенных деталей.

Физико-механические характеристики сплава ВК8 приведены в таблице 5, структурные характеристики сплава ВК8 – в таблице 6.

**Таблица 5** – Физико-механические характеристики сплава ВК8

Режим спекания	Средний диаметр зерна $d_{cp}$ , мкм	Коэрцитивная сила $H_c$ , кА/м	Плотность, $\gamma$ , г/см <sup>3</sup>	Твёрдость HRA	Предел прочности при изгибе $\sigma_{изг}$ , МПа
Стандартный	1,60–2,20	9,0–9,5	14,5–14,8	88,0	170
Метановодородный	1,96	9,0	14,7	88,5	185
Вакуумный	1,69	9,3	14,8	89,6	205

**Таблица 6** – Структурные характеристики сплава ВК8

Режим спекания	Объёмная доля пор, %	Количество пор > 50 мкм	Размер кобальтовой фазы $L$ , мкм	Содержание свободного углерода, %	Размер отдельных крупных зёрен или их скоплений, мкм
Стандартный	Д1-В2	–	0,1–0,5	>0,2	15–20
Метановодородный	Д1 0,01	55, 73	0,1–0,5	≈0,2	15–20
Вакуумный	В1 0,01	–	0,1–0,2	–	15–20

### **Явление аномально высокого прироста тяги в газовом эжекционном процессе с пульсирующей активной струёй**

Впервые предложение использовать явление эжекции для повышения тяги (тягового к.п.д.) реактивного двигателя было высказано русским инженером Ф.Р. Гешвендом ещё в 1887 году.

Однако в экспериментах, проведённых как в нашей стране, так и за рубежом, эффект повышения тяги даже в условиях неподвижного аппарата (когда он должен быть наибольшим) либо не возникал, либо наблюдался количественно незначительным по сравнению с ожидаемым. Получавшиеся в опытах значения прироста тяги при конструктивно приемлемых габаритах эжекторного насадка не превышали 20–30 %. Аналогичные данные получались и в случае пульсирующей активной струи. Малые возникающие величины прироста тяги по сравнению с предполагавшимися связаны с большими внутренними потерями в эжекционном канале. При этом существенно, что на определённом уровне потерь эжектор как увеличитель тяги перестаёт действовать, способность же выполнять обычное эжектирование (отсос, нагнетание) он может сохранять.

В результате теоретических и экспериментальных исследований было обнаружено явление необычного аномально высокого прироста реактивной силы при эжектировании атмосферного воздуха пульсирующей активной струёй (в опытах получено дополнительно до 20–40 % к исходной тяге).

Установлено, что возникновение явления связано с реализацией особой формы нестационарного движения газа с присоединением дополнительной массы, определяющей существенно меньшие потери и большие относительные количества присоединяемой массы, чем в случае стационарного эжектирования.

Физическая картина взаимодействия масс и возникновения аномально высокого прироста реактивного импульса такова. Течение в периоде каждой пульсации (каждого цикла) состоит из двух основных фаз. В начальной (вспомогательной) фазе первые порции выбрасываемого активного потока приводят в движение находящийся в эжекционном канале газ, передавая ему часть своей кинетической энергии. Во второй фазе движения – главной по значимости фазе взаимодействия потоков (наступающей при окончании подачи активного газа в эжекторный насадок) – присоединяемая внешняя масса (воздуха) двигается, увлекаясь вслед за разогнанной в насадке порцией активного газа. Возникающее движение (в следе), инициируемое большим числом проходящих по газу вдоль насадка прямых и отражённых волн, характеризуется малой диссипацией (рассеянием) энергии и большим относительным количеством присоединяемой массы. Оно и определяет значительный прирост реактивной силы.

Таким образом, в эжекционном канале реализуется течение разделённых (слабо смешивающихся) структур газа с преимущественным увлечением дополнительной массы в волнах разрежения – в следе за столбом газа, разогнанного в эжекционном канале в начале пульсации. Взаимодействие масс активной и присоединяемой в этом случае не связано с резко диссипативным механизмом стационарного эжектирования на основе трения и смешения потоков.

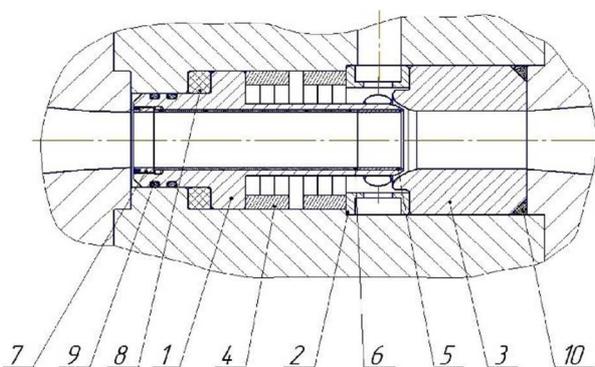
Отмеченные важные особенности взаимодействия масс в газовом эжектированном процессе с пульсирующей активной струёй и возникновение при этом аномально высокого прироста тяги проявляются при соблюдении определённых условий механико-геометрических соотношений в потоке: достаточно малые значения числа Струхала (0,1 или менее), достаточно большая скважность и перерывы в подаче активной струи (0,75 или более). За масштабные величины при определении чисел Струхала принимаются удвоенная длина эжекционного канала, время цикла за вычетом времени подачи активной струи, скорость звука в газе, движущемся в эжекционном канале, к моменту окончания подачи активной струи.

Научное значение открытия состоит в том, что оно существенно расширяет представления о природе формирования нестационарных течений газа; показывает, что возникновение высоких количественных эффектов (прироста тяги, присоединения массы) связано с реализацией особого механизма эжектирования, основанного на увлечении дополнительной массы в волнах разрежения при взаимодействии несмешивающихся (слабо смешивающихся) масс активного и эжектируемого потоков.

Практическое значение открытия заключается в возможности его использования для технических устройств, в которых используется струйное присоединение дополнительной массы (газотурбинные установки, малонапорные промышленные эжекторы, вентиляционные, обогревающие установки, системы очистки фильтров, системы активизации охлаждения цилиндров поршневых двигателей и др.), в которых в случае пульсирующей активной струи может достигаться более высокая экономичность или производительность, а также для совершенствования реактивных двигателей.

Таким образом, нами предполагается установить в эжекторном смесителе между соплом и вкладышем прорезную пружину, чтобы с её помощью сопло имело возможность перемещения вдоль своей оси. Так можно получить активную пульсирующую струю и предположительно увеличить тягу эжекторного смесителя на 20–40 %.

Предполагается в состав блочной кустовой насосной станции (БКНС) совместно с центробежным насосом секционным (ЦНС) параллельно или последовательно включить поршневой насос У86МА2. В этом случае появляется возможность того, что сопло будет совершать колебательные движения с частотой равной частоте подачи поршневого насоса.



**Рисунок 19** – Камера эжекции смесителя эжекторного с установленной прорезной пружиной:

- 1 – сопло; 2 – вкладыш; 3 – камера смешения из материала ВК8;  
 4 – прорезная пружина, выполненная из стали 65Г; 5 – втулка из материала ВК8; 6 – втулка;  
 7 – втулка резьбовая; 8 – втулка резиновая; 9 – кольца уплотнительные; 10 – кольцо уплотнительное

### Заключение

Проблема использования попутного нефтяного газа приобретает всё большую актуальность. По последним данным, в Российской Федерации уровень использования попутного нефтяного газа составляет примерно 82–83 %, при этом в факелах сгорает около 6 млрд м<sup>3</sup> (17–18 %).

В статье рассмотрено использование эжектора водогазового ЭВГ-150 для закачки газожидкостной смеси в системе ППД. Тем самым можно сократить количество неутилизованного попутного газа.

Преимущества применения водогазовых эжекторов:

- 1) утилизации значительных объёмов газа;
- 2) отсутствие механических компрессоров;
- 3) снижения вязкости нефти за счёт растворения в ней газа;
- 4) вытеснения нефти газом из крупных гидрофобных пор и верхних тупиковых зон;
- 5) простота и надёжность конструкции;
- 6) малые габариты и вес;
- 7) малая металлоёмкость;
- 8) лёгкое и дешёвое техобслуживание.

Установлено явление аномально высокого прироста тяги в газовом эжекционном процессе с пульсирующей активной струёй при определённых механико-геометрических соотношениях в потоке, обусловленное тем, что в эжекционном канале возникает течение разделённых (слабо смешивающихся) структур газа с преимущественным увлечением дополнительной массы в волнах разрежения, характеризующимся малой диссипацией энергии.

Для повышения производительности эжектора рассмотрено предложение установить между соплом и вкладышем прорезную пружину, чтобы с её помощью сопло имело возможность перемещения вдоль своей оси.

### Литература

1. Абрамзон Л.С., Колпаков Л.Г. Гидравлика. Истечение из отверстий и насадков. Кавитация. Воздействие потока на преграды. – Уфа : Издательство УНИ, 1981. – 88 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
3. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
4. Вагапов С.Ю. Скважинные насосные установки для добычи нефти : учебное пособие. – Уфа : Издательство УГНТУ, 2003. – 166 с.
5. Долгов Д.В. Исследование и разработка технологии рационального использования нефтяного газа низкого давления : диссертация ... кандидата технических наук. – Тюмень, 2009. – 96 с.
6. Красильников И.А. Разработка методики расчёта характеристик жидкостно-газовых эжекторов для эксплуатации скважин и водогазового воздействия на пласт с использованием насосно-эжекторных систем : диссертация ... кандидата технических наук. – М., 2010. – 146 с.
7. Лямаев Б.Ф. Гидроструйные насосы и установки. – Л. : Машиностроение, 1988. – 256 с.
8. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
10. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : диссертация ... доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Сазонов Ю.А. Разработка методологических основ конструирования насосно-эжекторных установок для условий нефтегазовой промышленности : диссертация ... доктора технических наук. – М., 2010. – 394 с.
13. Соколов Е.Я., Зингер И.М. Струйные аппараты. – М. : Энергия, 1970. – 288 с.
14. Третьяк А.А. [и др.]. Скважинные фильтры. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2019. – 228 с.
15. Abdeli D.Z., Wisup B., Seiden A.B. Современные технологии водоподготовки для поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 19–22.
16. Борис А.А. Рассмотрение режимов течения потока газожидкостной смеси в трубопроводах на установках путевого сброса воды арланской группы месторождений ОАО «АНК «Башнефть» : Актуальные научно-технические решения для развития нефтедобывающего потенциала ОАО АНК «Башнефть» / сборник докладов научно-технической конференции молодых учёных-специалистов ООО «БашНИПИнефть». – Уфа : Издательство «БашНИПИнефть», 2012. – С. 166–169.
17. Борис А.А., Лягов А.В. Определение режима течения потока газожидкостной смеси в трубопроводах на установках путевого сброса воды арланской группы месторождений ОАО «АНК «Башнефть» // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 66–78.
18. Еремеев И.В., Кохляков А.В., Малая А.Р. Оценка факторов, влияющих на эффективность системы поддержания пластового давления путем применения водогазового воздействия // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 168–169.
19. Кудрин О.И. Пульсирующее реактивное сопло с присоединением дополнительной массы // Сборник научных статей «Труды МАИ». – М. : Оборонгиз, 1958. – С. 98–180.
20. Письменский А.В., Арутюнян А.С., Савенок О.В. Математическое моделирование течения жидкости в перфорированных трубах // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 8. – С. 38–40.
21. Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ возможностей совершенствования буровой техники и условий её эксплуатации при решении задач повышения эффективности нефтедобычи с

- осложнёнными условиями // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/60.pdf>, 1,250 у.п.л.
22. Савенок О.В. Анализ базовых научно-технических и научно-методических решений, применяемых в осложнённых условиях добычи. Разработка систем классификации методов и технологий // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельные статьи (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 7. – 58 с.
  23. Савенок О.В. Среднемасштабные факторы надёжности буровой техники при решении задач повышения эффективности нефтедобычи с осложнёнными условиями : «Теоретические и практические аспекты развития науки: медицинские науки, фармацевтические науки, технические науки, философские науки, педагогические науки, экономические науки, филологические науки, психологические науки» / сборник научных статей по итогам Международной заочной научно-практической конференции (4–5 июня 2013 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Издательство «КультИнформПресс», 2013. – С. 55–64.
  24. Савенок О.В. Принципы формирования инновационно-производственных и ресурсосберегающих методов и стратегий // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 7. – С. 43–49.
  25. Савенок О.В. Перспективы рационального использования попутного нефтяного газа в России // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Вузовская наука – нефтегазовой отрасли. – 2013. – № 692/2013. – С. 91–95.
  26. Савенок О.В., Шарыпова Д.Д. Методы и технологии переработки и эффективного использования попутного нефтяного газа // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 10/2013. – С. 64–71.
  27. Хазиев Р.Р. [и др.]. Оптимизация системы поддержания пластового давления как путь рациональной выработки запасов нефти из верхнетурнейских отложений месторождений Республики Татарстан // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 210–212.
  28. Шамов Н.А., Лягов А.В., Зинатуллина Э.Я. Технология и технические средства улучшения гидродинамической связи скважины с пластом // Нефтегазовое дело. – 2006. – № 4. – С. 317–327.
  29. Патент RU № 2293178, E21B43/20. Система для водогазового воздействия на пласт / А.Н. Дроздов. – Дата подачи заявки: 22.06.2005. – Дата публикации патента: 10.02.2007.
  30. Патент RU № 2190760, E21B43/20. Способ водогазового воздействия на пласт / А.Н. Дроздов, А.А. Фаткуллин. – Дата подачи заявки: 25.01.2001. – Дата публикация патента: 10.10.2002. – Патентообладатель: ООО «НИЦ НК «ЛУКОЙЛ».

## References

1. Abramzon L.S., Kolpakov L.G. Hydraulics. Outflow from holes and nozzles. Cavitation. Effect of flow on obstacles. – Ufa : UNI Publishing House, 1981. – 88 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
3. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
4. Vagapov S.Y. Well pumping units for oil extraction : a training manual. – Ufa : USTU Publishing House, 2003. – 166 p.
5. Dolgov D.V. Research and development of technology of rational use of low pressure oil gas : dissertation ... candidate of technical sciences. – Tyumen, 2009. – 96 p.
6. Krasilnikov I.A. Development of methods for calculation of characteristics of the liquid-gas ejectors for operation of wells and water-gas influence on formation with use of the pump-ejector systems : dissertation ... candidate of technical sciences. – M., 2010. – 146 p.
7. Lyamaev B.F. Hydro-jet pumps and installations. – L. : Mashinostroyeniye, 1988. – 256 p.
8. Popov V.V. Popov V.V. [et al]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V. Optimization of operation technique operation to increase efficiency of oilfield systems with complicated production conditions. – Krasnodar : South Publishing House, 2013. – 336 p.
10. Savenok O.V. Efficiency improvement of basic and information and management technologies in development of hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves : Dissertation ... Doctor of Technical Sciences. – M., 2013. – 432 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
12. Sazonov Yu.A. Development of the methodological basis for the design of the pump-ejector installations for the oil and gas industry conditions : dissertation ... Doctor of Technical Sciences. – M., 2010. – 394 p.

13. Sokolov, E.Ya.; Singer, I.M. Jet Devices. – M. : Energia, 1970. – 288 p.
14. Tretiak A.A. [et al]. Well-filters. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2019. – 228 p.
15. Abdeli D.Z., Wisup B., Seiden A.B. Modern technologies of water treatment for reservoir pressure maintenance at oil fields // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific-Practical Conference (March 31, 2019) in 5 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House - South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 19–22.
16. Boris A.A. Consideration of regimes of flow of gas-liquid mixture in pipelines on units of track water discharge of Arlan group of fields of OAO ANK BashniPneft : Actual scientific and technical solutions for development of oil production potential of OAO ANK Bashneft / collection of reports of scientific and technical conference of young scientists-specialists of OOO BashniPneft. – Ufa : «Bashni-Pneft» Publishing House, 2012. – P. 166–169.
17. Boris A.A., Lyagov A.V. Definition of a mode of a stream of a gas-liquid mixture in pipelines on installations of way water discharge of Arlan group of deposits of JSC «ANK Bashneft» // Oil and gas business. – 2012. – № 2. – P. 66–78.
18. Ereemeev I.V., Kokhlyakov A.V., Malaya A.R. Estimation of the factors affecting the effectiveness of the reservoir pressure maintenance system by applying the water-gas influence // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – T. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 168–169.
19. Kudrin O.I. Pulsating jet nozzle with additional mass joining // Collection of scientific articles «Proc. of MAI». – M. : Oborongiz, 1958. – P. 98–180.
20. Pismenskiy A.V., Harutyunyan A.S., Savenok O.V. Mathematical modeling of liquid flow in perforated pipes // Neftepromyshlennoe Delo. – 2013. – № 8. – P. 38–40.
21. Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of the possibilities of improvement of the drilling equipment and conditions of its operation at the solution of problems of increase of efficiency of oil production with the complicated conditions // Polythematic network electronic scientific journal of the Ku-Ban State Agrarian University (Scientific journal of Kuban State Agrarian University). – Krasnodar : Kuban State Agrarian University, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/60.pdf>, 1,250 c.p.l.
22. Savenok O.V. The analysis of basic scientific and technical and scientific-methodical decisions taken in difficult conditions of extraction. Development of the classification systems of methods and technologies // Mountain information-analytical bulletin (scientific-technical journal). Separate articles (special issue). – M. : Mining Publishing House «Gornaya Kniga», 2013. – № 7. – 58 p.
23. Savenok O.V. Medium-scale factors of reliability of drilling equipment in solving the problems of increasing the efficiency of oil production with complicated conditions : «Theoretical and practical aspects of science development: medical sciences, pharmaceutical sciences, engineering sciences, philosophical sciences, teaching sciences, economic sciences, philological sciences, psychological sciences» / collection of scientific articles on the results of the International Scientific Conference by correspondence (June 4–5, 2013, St. Petersburg). – Saint-Petersburg. Publishing house «CultInformPress», 2013. – P. 55–64.
24. Savenok O.V. Principles of forming innovation-production and resource-saving methods and strategies // Oilfield business. – 2013. – № 7. – P. 43–49.
25. Savenok O.V. Prospects of the associated petroleum gas rational use in Russia // Gas industry. Special issue of the journal «Gazovaya Promyshlennost»: Higher education science – oil and gas industry. – 2013. – № 692/2013. – P. 91–95.
26. Savenok O.V., Sharypova D.D. Methods and technologies of processing and effective use of the associated petroleum gas // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 10/2013. – P. 64–71.
27. Khaziev R.R. [et al]. Optimization of the system of reservoir pressure maintenance as a way of rational production of oil reserves from the Upper Tatarstan deposits of the Republic of Tatarstan // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific Conference (March 31, 2019) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 210–212.
28. Shamov N.A., Lyagov A.V., Zinatullina E.Ya. Technology and technical means for improvement of a well hydrodynamic connection with a layer // Oil and gas business. – 2006. – № 4. – P. 317–327.
29. Patent RU № 2293178, E21B43/20. System for water-gas influence on a layer / A.N. Drozdov. – Application date: 22.06.2005. – Date of publication of the patent: 10.02.2007.
30. Patent RU № 2190760, E21B43/20. Method of water-gas influence on the formation / A.N. Drozdov, A.A. Fatkullin. – Application date: 25.01.2001. – Date of patent publication: 10.10.2002. – Patent owner: OOO SIC NK «LUKOIL».