

622.276.53.054(043)

Д 79

Міністерство освіти і науки України

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

**ДУБЕЙ ОЛЬГА ЯРОСЛАВІВНА**



УДК 622.276.53.054.23

**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ УСТАНОВОК СВЕРДЛОВИННИХ  
ШТАНГОВИХ НАСОСІВ ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ НАФТОГАЗОВИХ  
ЕЖЕКТОРІВ**

Спеціальність 05.05.12 – Машини нафтової та газової промисловості

**АВТОРЕФЕРАТ**  
дисертації на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук



Дисертацією є рукопис.

Робота виконана на кафедрі «Нафтогазової гідромеханіки» в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України.



Науковий керівник: доктор технічних наук, професор

**Паневник Олександр Васильович,**

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Офіційні опоненти: доктор технічних наук, професор

**Яким Роман Степанович,**

Дрогобицький державний педагогічний університет ім. Івана Франка, професор кафедри машинознавства та основ технологій,  
м. Дрогобич

кандидат технічних наук

**Савик Василь Миколайович,**

Полтавський національний технічний університет ім. Юрія Кондратюка, доцент кафедри обладнання нафтових і газових промислів,  
м. Полтава

Захист відбудеться «28» лютого 2017 р. о 10<sup>00</sup> год. на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.04 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою:

76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15

З рукописом дисертації можна ознайомитись у бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15)

Автореферат розісланий «15» грудня 2016 р.

Учений секретар  
спеціалізованої вченої ради

Пилипів Л.Д.



## АГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

**Актуальність теми.** В останні роки все гостріше постає питання забезпечення енергонезалежності України і, не в останню чергу, завдяки підвищенню надійності та ефективності видобування власних вуглеводнів.

При експлуатації нафтовидобувних свердловин штанговими насосами можливе виникнення таких ускладнень їх роботи:

- погіршення роботи насоса аж до зриву його подачі та зупинки видобування за наявної великої кількості вільного нафтового газу в свердловинній продукції;
- зниження динамічного рівня у свердловині, яке може спостерігатися при зростанні тиску нафтового газу в затрубному просторі, що має місце за відсутності його стравлювання у колекторну лінію.

Запобігти цим ускладненням можна шляхом встановлення вище динамічного рівня свердловини нафтогазового ежектора. У такому випадку робочий потік в ежекторі (свердловинний флюїд) захоплюватиме нафтовий газ із затрубного простору. Це дозволить отримати такі позитивні результати:

- корисно використати потенціальну енергію затрубного нафтового газу свердловини;
- стабілізувати роботу штангового насоса;
- уникнути коливання динамічного рівня у свердловині, що є небезпечним у випадку незначного занурення штангового насоса під динамічний рівень;
- полегшити підйом свердловинної продукції на поверхню завдяки зменшенню густини змішаного потоку після ежектора;
- зменшити навантаження на колону штанг, що у свою чергу дозволить продовжити термін їх експлуатації;
- зменшити споживання електроенергії і, відповідно, капіталовкладення на видобування нафти.

Особливо дана технологія може показати свою ефективність в умовах високого газовмісту в продукції свердловини та в регіонах з переважно низькими температурами навколишнього середовища.

**Мета і задачі дослідження.** Метою даної роботи є підвищення ефективності установок штангових насосів шляхом застосування нафтогазових ежекторів, встановлених вище динамічного рівня свердловин, при їх сумісній експлуатації нафтовидобувних свердловин. Сформульована мета роботи досягається через реалізацію таких задач:

- проведення аналізу наявного рівня розвитку та областей застосування ежеційних технологій в нафтогазовидобувній промисловості і відбір корисних теоретичних та експериментальних результатів для проведення власних досліджень;
- виконання теоретичних досліджень зі встановлення параметрів експлуатації штангового насоса та нафтогазового ежектора, отриманні рівнянь, що характеризують його роботу, та визначення критеріїв подібності при роботі ежектора у свердловині зі штанговим насосом;
- проведення експериментальних досліджень на прикладі водоповітряних та водогазових ежекторів з метою встановлення взаємозв'язку між їх геометричними

та робочими параметрами і перевірка коректності отриманих рівнянь нафтогазових ежекторів;

- встановлення раціональних режимів сумісної експлуатації свердловинного штангового насоса (СШН) з ежектором та розробка його перспективних конструктивних схем.

**Об’єкт дослідження.** Процес видобування нафти свердловинним штанговим насосом при одночасному використанні ежекційних технологій.

**Предмет дослідження.** Параметри та закономірності при русі газорідинних сумішей в ежекторах і нафтових свердловинах як окремо, так і при їх сумісній роботі.

**Методи дослідження** включають в себе:

- аналіз умов та досвіду використання ежекційних технологій в нафтогазовій галузі;

- використання методів прикладної математики, що реалізовані за допомогою комп’ютерних програм, при визначенні закону руху плунжера штангового насоса, розподілу тиску, температури і швидкості руху газорідинної суміші в свердловині, при визначенні низки параметрів під час роботи нафтогазового ежектора;

- використання ідеї гомогенності при русі газорідинної суміші в ежекторі та законів гідравліки та термодинаміки при отриманні рівнянь нафтогазових ежекторів;

- експериментальне дослідження роботи водоповітряних та водогазових ежекторів при змінній їх геометрії та змінних вхідних параметрах.

**Наукова новизна** полягає у розробці та вдосконаленні теоретичних та експериментальних досліджень у напрямку спільної експлуатації СШН та нафтогазових ежекторів. При цьому:

- вперше запропоновано конструктивну схему тандемної установки, що включає в себе СШН та нафтогазовий ежектор, встановлений вище динамічного рівня у нафтовій свердловині;

- удосконалено методологію розв’язання диференціальних рівнянь, що входять до методів Поеттмана-Карпентера та Баксендела, завдяки використанню числового методу Адамса-Крилова, що дало можливість підвищити точність розрахунку розподілу тиску та температури вздовж стовбура нафтової свердловини;

- вперше встановлено розподіл швидкості руху газорідинної суміші як вздовж стовбура нафтової свердловини, так і протягом одного циклу роботи штангового насоса;

- вперше одержано аналітичні залежності, які пов’язують між собою геометрію нафтогазових ежекторів, які встановлюються вище динамічного рівня у нафтовій свердловині, з параметрами свердловини на вході в ежектори та на виході з них;

- вперше розроблено методику, яка дозволяє встановити раціональне місце розташування ежектора у нафтовій свердловині, що експлуатується СШН, для забезпечення найменшого навантаження на колону штанг.

**Практичне значення отриманих результатів.** Використання розробленої методики визначення раціонального місця розташування ежектора у нафтовій свердловині дає можливість підібрати найбільш раціональний режим спільної

експлуатації СШН та нафтогазового ежектора, при якому буде відбиратися весь нафтовий газ, що надходить до затрубного простору свердловини, та забезпечити максимально знижене навантаження на колону штанг.

Результати наукових досліджень сформульовані у вигляді методики розрахунку робочих параметрів свердловинної ежекційної системи, яка впроваджена в НГВУ «Долиналифтогаз» ПАТ «Укрнафта», та методики визначення раціонального місця розташування нафтогазових ежекторів у нафтових свердловинах, затвердженої НДПІ ПАТ «Укрнафта», а основні параметри конструкції ежектора запропонованої тандемної установки для свердловини 753-Д НГВУ «Долиналифтогаз» та місце його установки у свердловині передані на впровадження.

#### **Положення, що виносяться на захист.**

1. Аналітичні залежності, які характеризують роботу нафтогазових ежекторів, і включають у себе як параметри нафтової свердловини, так і параметри самого ежектора, зокрема коефіцієнт інжекції, густину і тиск газоріднинної суміші на його виході та інші.

2. Спосіб визначення раціонального місця розташування нафтогазових ежекторів у нафтових свердловинах, що експлуатуються штанговими насосами, виходячи із мінімізації навантаження на колону штанг і відбору всього нафтового газу із затрубного простору.

**Об'єктний внесок здобувача.** Основні наукові положення та результати, що становлять суть дисертації, були отримані автором самостійно. У публікаціях написаних у співавторстві, здобувачеві належать: [2, 3] – розробка програм для розрахунку розподілу термобаричних параметрів у свердловині та використання числового методу Адамса-Крилова при розв'язанні диференціальних рівнянь; [5, 14] – використання повного рівняння фізичного процесу для отримання критеріїв подібності стендового зразка до реального свердловинного ежектора; [7] – встановлення зміни робочих параметрів водогазового ежектора залежно від вибору газу для інжектованого потоку; [8, 9] – введення розділювача середовища, виконаного з центральним поздовжнім отвором, який охоплює штангу свердловинного насоса, та розташування ежектора у затрубному просторі; [10] – зміщення осі ежектора відносно насосно-компресорних труб та розроблення загального принципу конструктивного виконання свердловинного ежектора для експлуатації з штанговими свердловинними насосами; [11, 12] – проведення дослідження ефективності сумісної експлуатації СШН та нафтогазових ежекторів.

**Апробація роботи.** Основні положення дисертаційної роботи доповідалися та обговорювалися на:

– міжнародній науково-практичній конференції «Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії – 2012» (м. Івано-Франківськ, Україна) 05 – 07.11.2012 р.;

– обласній науково-практичній конференції «Вчені Прикарпаття – сталому розвитку краю» (м. Івано-Франківськ, Україна) 25 – 26.12.2012 р.;

– міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика 2013» (м. Івано-Франківськ, Україна) 7 – 11.10.2013 р.;

- всеукраїнській міжвузівській науково-технічній конференції «Сучасні технології у промисловому виробництві» (м. Суми, Україна) 22 – 25.04.2014 р.;
- міжнародній науково-практичній інтернет-конференції «Современные проблемы и пути их решения в науке, транспорте, производстве и образовании – 2014» 17 – 28.06.2014 р.;
- науковому семінарі кафедри нафтогазового обладнання ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ, 26.10.2015 р.

#### **Публікації.**

За темою дисертації опубліковано 14 наукових праць, із них 7 у фахових виданнях, 2 у наукометричних журналах з індексом цитування, 2 патенти на винахід і 1 на корисну модель та 3 одноосібні статті.

#### **Структура і обсяг дисертації.**

Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел, який містить 139 найменувань, додатків. Основна частина дисертаційної роботи викладена на 152 сторінках комп'ютерного набору і містить 53 рисунки і 6 таблиць. Повний обсяг дисертації складає 218 сторінок.

## **ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ**

**У вступі** обґрунтовано актуальність теми, сформульовано мету та задачі досліджень, наведена наукова новизна роботи та практичне значення отриманих результатів. Крім того, відзначений особистий внесок здобувача, положення, що виносяться на захист, та апробація основних результатів дисертаційних досліджень.

**У першому розділі** проведено дослідження сфер застосування ежекційних технологій у нафтогазовидобувній галузі, зокрема на етапах розробки, експлуатації, збору та інтенсифікації видобування нафти і газу. Завдяки їх використанню при видобуванні нафти можна добитися покращення якості промивки піщаних пробок, підвищення ККД та довговічності роботи насоса та обладнання, збільшення дебіту свердловини, а також продовжити експлуатацію нафтових свердловин і в ускладнених умовах, тобто у випадку з високим газовим фактором чи вмістом у пластовому флюїді піску. Застосування при видобуванні нафти тандемних установок у складі електровідцентрового насоса (ЕВН) і струминного насоса (СН) (тандем ЕВН – СН) у нормальних умовах експлуатації забезпечує стабілізацію роботи ЕВН, певне збільшення дебіту свердловини та корисне використання енергії нафтового газу, а в ускладнених умовах (наявність високого устєвого та низького пластового тиску, негерметичність експлуатаційної колони) забезпечує єдино можливий спосіб експлуатації свердловин. При розробці ж газових та газоконденсатних родовищ підключення високо- та низьконапірних свердловин до ежекторів дозволило ефективно використати енергію високонапірних свердловин, що в свою чергу забезпечило збільшення відбору газу із низьконапірних свердловин та підвищення тиску в газовій магістралі. Крім того, при газліфтній експлуатації виснажених свердловин вдалося продовжити термін видобування. У системах збору нафти і газу ежектори знайшли застосування при низькотемпературній сепарації, у системах компримування нафтового газу та на дотискуючих насосних станціях. При

використанні такого методу інтенсифікації нафтовилучення як метод створення миттєвих депресій і репресій на пласт у випадку використання ежекційних технологій була забезпечена вища якість освоєння та інтенсифікації притоку пластового флюїду.

До останнього часу струминні апарати не використовувалися при штанговому способі видобування нафти. При цьому фактично пропадає потенціальна енергія нафтового газу, що накопичується у затрубному просторі свердловини. Виходячи із виконаного дослідження та враховуючи всі позитивні властивості струминних апаратів, запропоновано встановлення ежектора вище динамічного рівня нафтової свердловини, що експлуатується штанговим насосом (тандем СШН – ежектор). Для реалізації даної ідеї сформульовано основні задачі, які необхідно вирішити в ході виконання дисертаційної роботи.

У другому розділі проведено теоретичний розрахунок всіх параметрів нафтової свердловини вздовж її стовбура, які для ежектора є параметрами його робочого потоку, а саме, тиску, температури, швидкості руху газорідного потоку, його густини та витратного газомісту, густини вільного нафтового газу. Крім того, отримано рівняння нафтогазових ежекторів, які пов'язують геометричні параметри ежекторів з параметрами робочого та інжектваного потоків на їх вході та параметрами змішаного потоку на виході із них.

У першу чергу визначена швидкість руху точки підвісу штанг із розв'язання другої задачі динаміки для машинного агрегату, яким є верстат-качалка разом з його приводом, штангами та глибинним насосом. Встановлено, що швидкість руху цієї точки, знайденої з врахуванням нерівномірності обертання кривошипа верстата-качалки, мало відрізняється від її швидкості, яка отримується при середній кутовій швидкості кривошипа. Тому швидкість точки підвісу штанг доцільно визначати за формулою

$$w_{nu} = \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \omega_1 k_1, \quad (1)$$

де  $d\varphi_3/d\varphi_1$  – перша передаточна функція балансира;  $\omega_1$  – середня кутова швидкість кривошипа;  $k_1$  – довжина переднього плеча балансира.

Величина  $d\varphi_3/d\varphi_1$  знаходилась при використанні методу замкнутого векторного контуру. Швидкість руху плунжера насоса  $w_{nu}$  при дослідженні прийнята рівною швидкості  $w_{nu}$  (знехтувано деформацією штанг).

При визначенні розподілу тиску в нафтових свердловинах використано відомі методи Поеттмана-Карпентера і Баксендела. Нелінійні диференціальні рівняння першого порядку

$$\frac{dp}{dz} = f(p, T, q_i), \quad (2)$$

(де  $p$ ,  $T$  – тиск і температура у перерізах свердловини;  $z$  – координата вздовж осі свердловини;  $q_i$  – низка параметрів свердловини і її продукції) у традиційній

методиці розв'язуються так, що знаходиться величина обернена до градієнта зміни тиску, тобто величина  $dz/dp$ . При цьому весь діапазон зміни тиску в свердловині розбивається на рівні інтервали  $\Delta p$  зміни тиску. Таким чином, у граничних перерізах двох сусідніх інтервалів тиск стає відомим, а невідомою є температура. Виникає ускладнення, оскільки величини  $q_i$  залежать не тільки від тиску  $p$ , але і від температури  $T$ . У цій методиці прийнята лінійна залежність між тиском і температурою, а це призводить до виникнення неточностей при визначенні як тиску, так і температури. Була запропонована друга методика визначення розподілу тиску в свердловині, в якій температури у довільних перерізах свердловини знаходяться при використанні відомих емпіричних формул, а диференціальні рівняння (2) – розв'язуються числовим методом Адамса-Крилова. Вказаний метод при використанні комп'ютерної техніки дозволяє отримати розв'язок рівняння (2) з високою точністю.

На рис. 1 наведено порівняння результатів двох методик для довільно вибраної свердловини. Якщо між вибоєм свердловини і точкою підвісу насоса тиски, визначені за першою і другою методиками, досить близькі (розходження складає до 0,04 МПа), то між устям свердловини і точкою підвісу насоса різниця між тисками є суттєвою ( $\Delta p \approx 1,72$  МПа). Велике розходження має місце і між температурами. У точці підвісу насоса на його нагнітальній лінії  $\Delta T = 12,5$  К. Крім того, при використанні першої методики у точці підвісу насоса маємо стрибок температури, якого не повинно бути. У подальшому дослідженні при визначенні розподілу тиску в свердловині використана друга методика.

Для визначення швидкості руху газорідного потоку в насосно-компресорних трубах (НКТ) вище штангового насоса застосовано рівняння збереження маси

$$w_{c2} = w_{c1} \frac{\rho_{c1}}{\rho_{c2}}, \quad (3)$$

де  $w_{c1}$ ,  $w_{c2}$  – середні швидкості потоку в колоні НКТ у довільних перерізах 1, 2;  $\rho_{c1}$ ,  $\rho_{c2}$  – густини цього ж потоку в перерізах 1, 2.

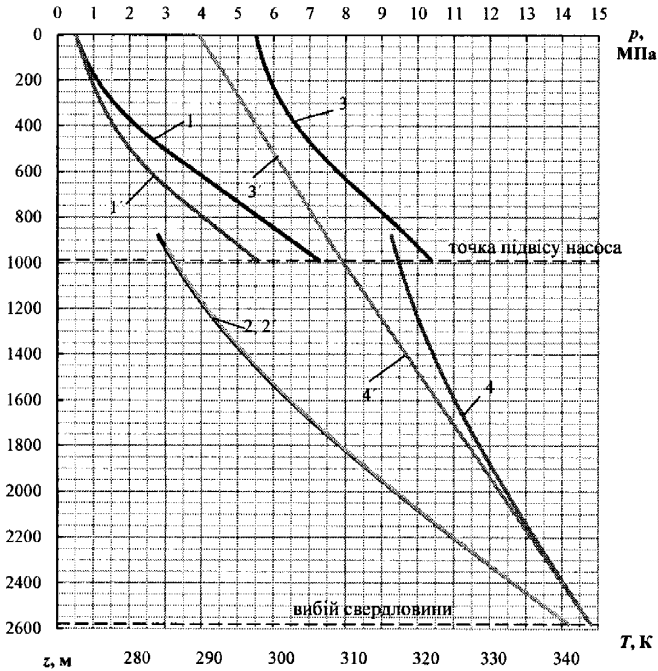
Швидкості руху водонафтового потоку в будь-якому його перерізі при русі плунжера насоса вгору і вниз визначалися відповідно за формулами

$$w_{\text{вг}} = w_{\text{нп}} \frac{d_n^2 - d_u^2}{d_e^2 - d_u^2}, \quad w_{\text{вн}} = w_{\text{нп}} \frac{d_u^2}{d_e^2 - d_u^2}, \quad (4)$$

де  $d_n$ ,  $d_u$ ,  $d_e$  – діаметри відповідно плунжера, штанг і внутрішній діаметр НКТ.

Оскільки при знаходженні розподілу тиску між глибинним насосом і устям свердловини одночасно визначено і густини потоків (водонафтового, газоводонафтового), то це дало можливість отримати розподіл середньої швидкості потоку в перерізах свердловини як вздовж її стовбура, так і залежно від кута повороту кривошипа верстата-качалки (рис. 2). Криві 1, 2, 3, 4, 5 відповідають рухові плунжера насоса вгору, а криві 1', 2', 3', 4', 5' – його рухові вниз.





а) перша методика: 1, 2 – тиск у свердловині; 3, 4 – температура у свердловині;

б) друга методика: 1', 2' – тиск у свердловині; 3', 4' – температура у свердловині;

**Рисунок 1 – Розподіл тиску і температури у нафтовій свердловині при її штангово-насосній експлуатації**

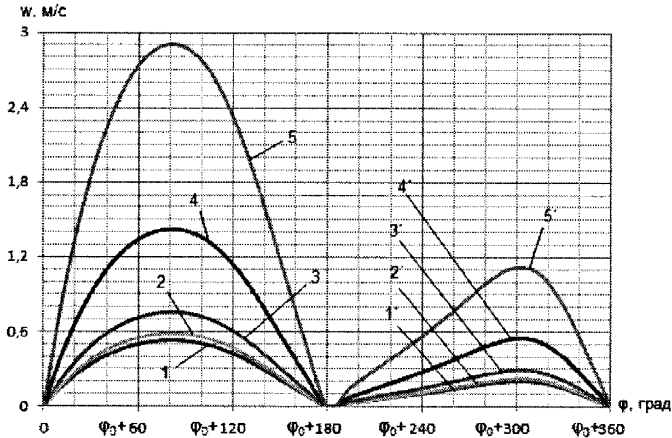
Для отримання рівнянь нафтогазових ежекторів було прийнято низку допущень (рис. 3). Головні з них такі:

- робочий та змішаний потоки в ежекторі являють собою гомогенні середовища (відсутній масообмін між фазами, рідинна і газова фази рівномірно розподілені в об'ємі і швидкості їх руху по перерізу однакові);

- температури робочого та змішаного потоків у межах ежектора рівні і дорівнюють температурі робочого потоку на вході в ежектор;

- різницею між температурами робочого та інжектваного потоків на вході у камеру змішування знехтувано і рух інжектваного у приймальній камері адіабатичний.

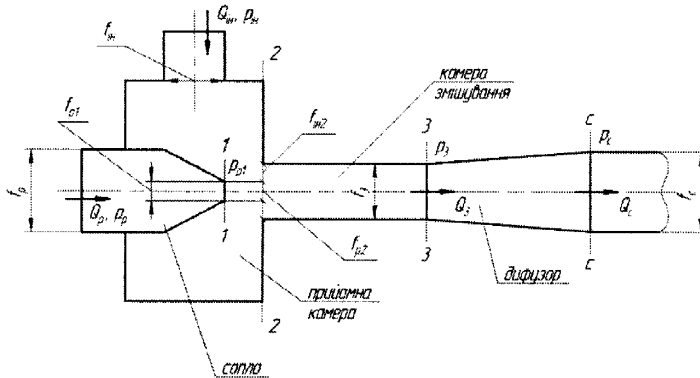
Крім того, використано рівняння зміни кількості руху (збереження імпульсу) для камери змішування, рівняння Бернуллі для робочого, інжектваного та змішаного потоків і закон збереження маси. В результаті отримано рівняння для високонапірного ежектора ( $f_3/f_{p1} < 4$ )



1, 1' –  $p = p'_{нас} = 3,7942$  МПа,  $h = 593$  м; 2' –  $p = 3$  МПа,  $h = 504,6$  м;

3, 3' –  $p = 2$  МПа,  $h = 371,5$  м; 4, 4' –  $p = 1$  МПа,  $h = 173,2$  м; 5, 5' –  $p = p_c = 0,5$  МПа,  $h = 0$  м;

**Рисунок 2 – Залежність швидкості руху газоводонафтової (водонафтової) суміші від кута повороту кривошипа верстата-качалки**



**Рисунок 3 – Схема нафтогазового ежектора**

$$\frac{2f_{p1}^2 \rho_{p1}^2}{(1 + \xi_c) \rho_p f_3} \left( p_p - p_{p1} \frac{\rho_p}{\rho_{p1}} + \frac{\rho_p w_p^2}{2} \right) \times \left[ \frac{1}{f_{p2} \rho_{p2}} + \frac{\rho_{in2}}{\rho_{p2}^2 f_{in2}} u_2^2 - \right. \\ \left. - \frac{1}{2} \left( 1 + \frac{\rho_{in2}}{\rho_{p2}} u_2 \right)^2 \left( \frac{\xi_0 + \xi_{кз} + 1}{f_3 \rho_3} + \frac{f_3 \rho_3}{f_c^2 \rho_c^2} \right) \right] - p_c \frac{\rho_3}{\rho_c} + p_2 = 0. \quad (5)$$

і для низьконапірного ежектора ( $f_3/f_{p1} \geq 4$ )

$$\begin{aligned} & \frac{2f_{p1}^2 \rho_{p1}^2}{(1 + \xi_c) \rho_p f_3} \left( p_p - p_{p1} \frac{\rho_p}{\rho_{p1}} + \frac{\rho_p w_p^2}{2} \right) \times \left\{ \frac{1}{f_{p1} \rho_{p1}} + \frac{\rho_{in2}}{\rho_{p1}^2 f_{in2}} u_2^2 \times \right. \\ & \times \left[ 1 - \frac{k-1}{2k} (1 + \xi_{ex}) \right] - (\xi_\delta + \xi_{кз} + 1) \frac{1}{2f_3 \rho_3} \left( 1 + \frac{\rho_{in2}}{\rho_{p1}} u_2 \right)^2 \left. \right\} - \\ & - p_c \frac{\rho_3}{\rho_c} - \frac{\rho_3 w_c^2}{2} + p_{p1} \left[ 1 - \left( 1 - \frac{\rho_{in2}}{\rho_{in}} \right) \frac{f_{in2}}{f_3} \right] + \frac{k-1}{2k} \frac{f_{in2}}{f_3} \rho_{in2} w_{in}^2 = 0. \end{aligned} \quad (6)$$

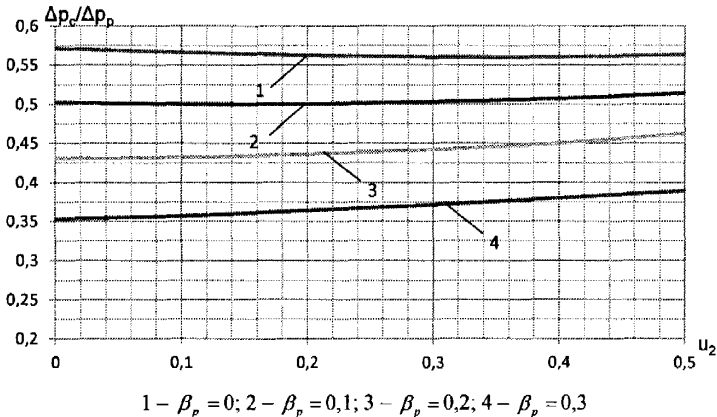
де  $p_p, p_{p1}, p_2, p_c$  – тиск робочого потоку перед ежектором, на виході сопла, на вході у камеру змішування і змішаного потоку на виході ежектора;  $\rho_p, \rho_{p1}, \rho_{p2}, \rho_3, \rho_c, \rho_{in}, \rho_{in2}$  – густина робочого потоку перед ежектором, на виході із сопла, на вході у камеру змішування, змішаного потоку на виході камери змішування, на виході ежектора, інжектованого потоку на вході у приймальну камеру і на вході у камеру змішування;  $f_{p1}, f_3, f_c, f_{in2}$  – площа отвору сопла, камери змішування, на виході ежектора і кільцевого отвору на вході у камеру змішування для інжектованого газу;  $u_2$  – коефіцієнт інжекції на вході у камеру змішування;  $\xi_c, \xi_{ex}, \xi_{кз}, \xi_\delta$  – коефіцієнти опору сопла, входу в камеру змішування, камери змішування і дифузора;  $w_p, w_c$  – швидкість робочого потоку на вході у сопло, змішаного потоку на виході дифузора;  $k$  – показник адиабати інжектованого газу.

Кожне із рівнянь (5) і (6) пов'язує між собою геометричні параметри ежектора з параметрами робочого, інжектованого та змішаного потоків. Декілька параметрів рівнянь (5) і (6) можна прийняти за незалежно змінні, а всі інші параметри, крім постійних, залежать від них і можуть бути виражені через них у певній послідовності. Розроблено спеціальну методику використання рівнянь (5) і (6) для виконання практичних обчислень, в якій вказана послідовність обчислення залежно змінних параметрів та наведено формули для їх обчислень. За незалежно змінні параметри прийнято тиск  $p_c$  на виході ежектора, коефіцієнт інжекції  $u_2$  і витратний газовмісту робочого потоку  $\beta_p$  перед ежектором. Величина  $\beta_p$  безпосередньо не входить у рівняння (5) і (6), але через неї виражається багато параметрів рівнянь (5) і (6).

Розроблена методика для високонапірного ежектора була реалізована у комп'ютерній програмі EWN, а для низьконапірного – у програмі ENN. При обчисленнях за програмою EWN було взято незалежно змінні у таких діапазонах:  $p_c = 0,305 \dots 0,665$  МПа,  $u_2 = 0 \dots 0,5$  і  $\beta_p = 0 \dots 0,3$ ; сталі параметри:  $\xi_c = 0,095$ ,  $\xi_{ex} = 0,17$ ,  $\xi_{кз} = 0,05$ ,  $\xi_\delta = 0,19$ , діаметри сопла  $d_c = 6,5$  мм, камери змішування  $d_{кз} = 10$  мм, зворотного клапана, через який інжектований газ потрапляє у

приймальну камеру,  $d_{in} = 4$  мм, виходу із дифузора  $d_\delta = 25$  мм, густина вільного газу на вході в ежектор  $\rho_{zp} = 3,2$  кг/м<sup>3</sup>, водонафтової суміші  $\rho_{вн} = 895$  кг/м<sup>3</sup> і швидкість руху газорідинної суміші перед соплом  $w_p = 1,7698$  м/с.

Виявилось, що збільшення витратного газомісту  $\beta_p$  робочого потоку суттєво знижує відносний перепад тиску  $\Delta p_c / \Delta p_p$  ( $\Delta p_c = p_c - p_{p1}$ ;  $\Delta p_p = p_p - p_{p1}$ ) (рис. 4).



**Рисунок 4 – Залежність безрозмірного відносного перепаду тиску ежектора від коефіцієнта інжекції при сталому тиску на його виході ( $p_c = 0,305$  МПа)**

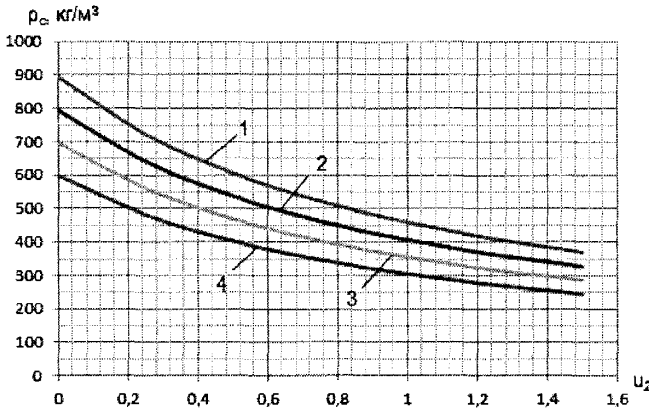
У випадку низьконапірного ежектора у програмі ENN зміну незалежних параметрів було прийнято у таких діапазонах:  $p_c = 0,26 \dots 0,62$  МПа,  $u_2 = 0 \dots 1,5$  і  $\beta_p = 0 \dots 0,3$ ; сталі параметри у цій програмі: діаметри отвору сопла, камери змішування, дифузора, отвору для інжектваного газу  $d_c = 8$  мм,  $d_{кз} = 20$  мм,  $d_\delta = 45$  мм,  $d_{in} = 4$  і 10 мм, швидкість робочого потоку перед соплом  $w_p = 1,77$  м/с. Коефіцієнти опору елементів ежектора такі ж, як і у випадку високонапірного ежектора, а показник адиабати інжектваного газу  $k=1,3$ .

Збільшення коефіцієнта інжекції  $u_2$  від 0 до 1,5 для цього ежектора призводить до зменшення густини  $\rho_c$  змішаного потоку в 2,418...2,433 рази. Менше значення цього діапазону відповідає меншому значенню  $\beta_p$  робочого потоку (рис. 5).

Соколов і Зінгер у своїй монографії «Струйные аппараты» показують, що максимальний перепад тиску, який створюється водоповітряним ежектором, настає при коефіцієнті інжекції  $u=0$ . При цьому коефіцієнти швидкостей  $\varphi_1 = \varphi_2 = \varphi_3 = 1$  і рівняння водоповітряного ежектора набуває вигляду

$$(\Delta p_c)_{\max} = \frac{\rho w_{p1}^2}{2} \left[ 2 \frac{f_{p1}}{f_3} - \left( \frac{f_{p1}}{f_3} \right)^2 \right], \quad (7)$$

де  $\rho$  – густина води;  $w_{p1}$  – швидкість витікання води із сопла.



1 –  $\beta_p = 0$ ,  $\rho_p = 895 \text{ кг/м}^3$ ; 2 –  $\beta_p = 0,1$ ,  $\rho_p = 805,8 \text{ кг/м}^3$ ; 3 –  $\beta_p = 0,2$ ,  $\rho_p = 716,6 \text{ кг/м}^3$ ;  
4 –  $\beta_p = 0,3$ ,  $\rho_p = 627,5 \text{ кг/м}^3$ ;  $f_{in} = 0,126 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$  ( $d_{in} = 4 \text{ мм}$ )

**Рисунок 5 – Залежність густини газодонафтової суміші на виході ежектора від коефіцієнта інжекції при тиску  $p_c = 0,34 \text{ МПа}$**

Проведені Соколовим і Зінгером дослідження ежекторів при  $u=0$  і різних швидкостях  $w_{p1}$  показали хороше співпадіння експериментальних результатів з результатами обчислень за формулою (7). Якщо у рівняннях нафтогазових ежекторів (5) і (6) прийняти, що робочим потоком є не газодонафтова суміш, а вода і  $u_2 = 0$ , то ці рівняння зводяться до однакового рівняння

$$\frac{2f_{p1}^2}{(1 + \xi_c)f_3} (p_p - p_{p1}) \left( \frac{1}{f_{p1}} - \frac{\xi_o + \xi_{кз} + 1}{2f_3} \right) - p_c + p_{p1} = 0. \quad (8)$$

При коефіцієнтах швидкостей рівних одиниці коефіцієнти опору  $\xi_c = \xi_o = \xi_{кз} = 0$  і рівняння (8) зводиться до рівняння (7), задовольняючи також результати експериментальних досліджень, що були отримані Соколовим і Зінгером.

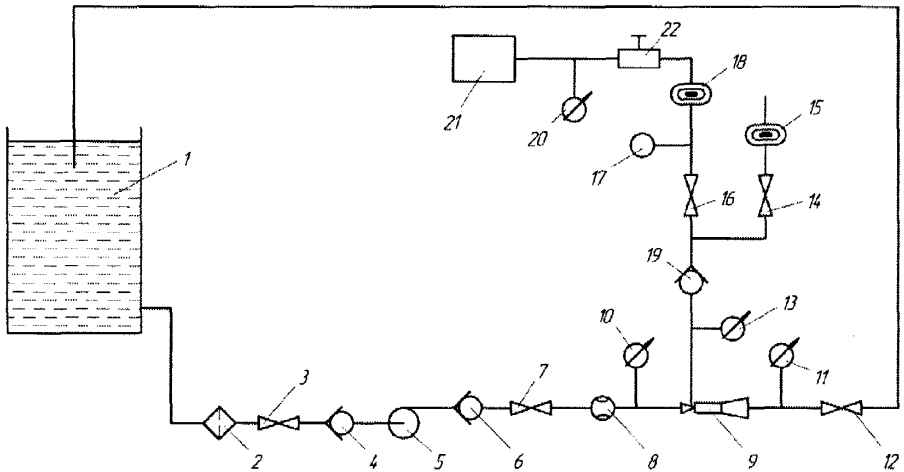
У третьому розділі розглянуті питання, пов'язані з лабораторними експериментальними дослідженнями роботи ежекторів, в яких робочим потоком є вода, а інжектованим потоком – спочатку повітря, а потім вуглекислий газ. При цьому вказано на завдання, які потрібно вирішити при виконанні експериментальних досліджень, дано опис лабораторних установок для їх проведення, програма і методика досліджень, аналіз отриманих результатів, а також досліджено зв'язок між отриманими результатами експериментів та рівняннями нафтогазових ежекторів.



Основними завданнями експериментальних досліджень було:

- перевірка достовірності поділу ежекторів на високонапірні, які забезпечують досить високий відносний перепад тиску  $\Delta p_c / \Delta p_p$ , але при невеликому коефіцієнті інжекції  $u$  та низьконапірні, які забезпечують значно нижчий перепад тиску, але при досить великому коефіцієнті інжекції;
- встановлення можливості роботи ежекторів з «підпором», тобто за наявності різниці тисків між тиском інжектваного газу перед ежектором і тиском у його приймальній камері;
- визначення впливу тиску  $p_e$  інжектваного газу перед ежектором, а також різниці тисків  $p_e - p_{pl}$  (величини «підпору») на коефіцієнт інжекції  $u$ ;
- дослідження безрозмірної характеристики  $\Delta p_c / \Delta p_p (u)$  у випадку різних діаметрів сопел, камер змішування та різних значень тиску  $p_e$  інжектваного газу перед ежектором;
- встановлення особливостей при роботі ежекторів з різними інжектованими газами.

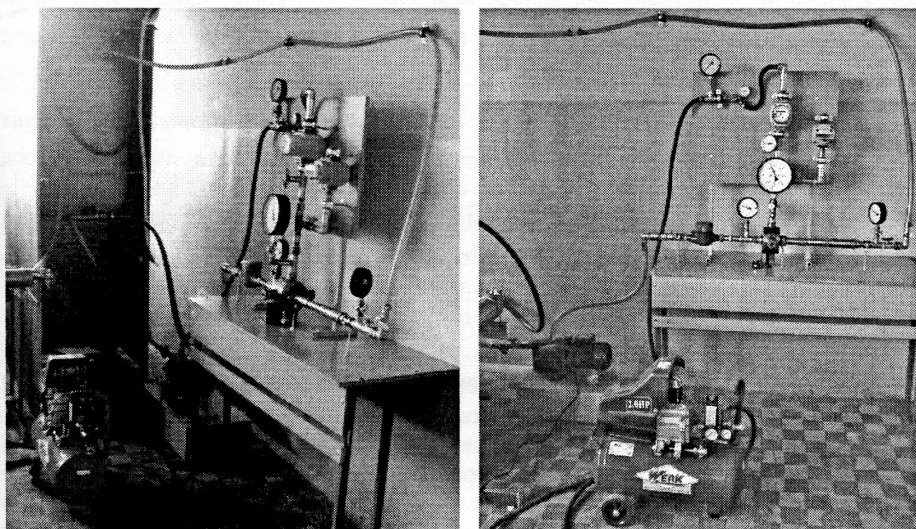
Для проведення експериментальних досліджень були виготовлені дві лабораторні установки. Перша з них, гідравлічна схема якої зображена на рис.6, була виготовлена для проведення дослідів з інжектованим повітрям. Зовнішній вигляд цієї установки наведено на рис. 7.



- 1 – приймальний резервуар; 2 – фільтр; 3, 7, 12, 14, 16 – крани; 4, 6, 19 – зворотні клапани;  
 5 – відцентровий насос JSWm15M; 8 – лічильник води GROSS MTK20; 9 – ежектор; 10, 11, 20 – манометри ДМ 05 – МП – ЗУ 100 – 0,6 МПа; 13 – мановакууметр ДА 05160 – (-100 +500 кПа); 15 – газовий лічильник Арсенал GMSG6; 17 – термометр ТБ – 80 – 50 0+120 – 1,5;  
 18 – лічильник газу ротажійний G10 РЛ – ЕХ; 21 – компресор; 22 – редуктор газовий

**Рисунок 6 – Гідравлічна схема лабораторної установки у випадку інжектування повітря**

Друга установка для дослідів з інжектаним вуглекислим газом відрізняється від першої тим, що замість компресора, який створює тиск  $p_e$  інжектаного повітря перед ежектором, використано балон з вуглекислим газом.



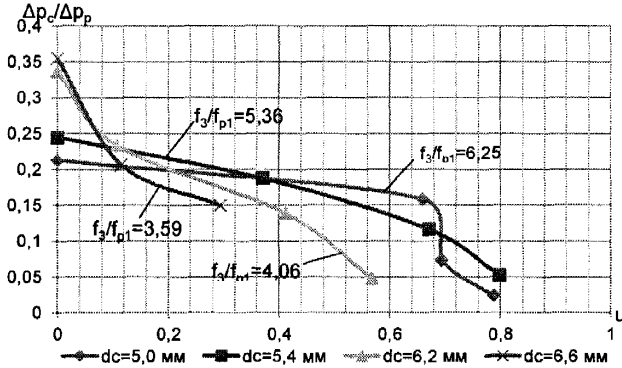
**Рисунок 7 – Лабораторна ежекторна водоповітряна установка**

Крім того, замість одного приймального резервуара у другій установці було два приймальних резервуари (один для води, яка подається у насос, а другий – для змішаного потоку після ежектора, тобто для води з вуглекислим газом).

При виконанні експериментального дослідження на першій лабораторній установці кожен дослід тривав 5 хв, записувалися покази лічильників води і повітря на початку та в кінці досліду, тиск води перед ежектором, тиск у приймальній камері, тиск водоповітряної суміші після ежектора, тиск повітря на виході з газового редуктора, а також температура повітря після газового лічильника. Досліди проведено при встановленні в ежектор по черзі всіх сопел ( $d_c=5; 5,4; 6,2$  і  $6,6$  мм) спочатку з камерою змішування  $d_{кз}=12,5$  мм, а потім і з камерою змішування  $d_{кз}=10$  мм. При виконанні дослідів змінювалося навантаження на ежектор. Найменше навантаження відповідало повністю відкритому крану 12 (рис. 6). Збільшення навантаження на ежектор здійснювалося прикриванням крану 12. Крім того, при проведенні дослідів змінювався тиск інжектаного повітря перед ежектором, починаючи від  $0,02$  МПа до  $0,1$  МПа, а для дослідів з камерою змішування  $d_{кз}=12,5$  мм навіть до  $0,2$  МПа (всі тиски надлишкові).

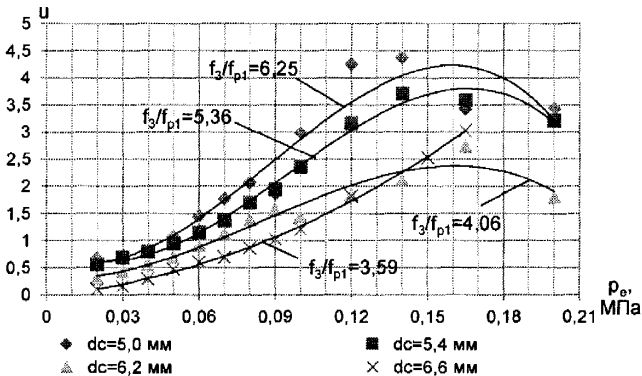
Збільшення коефіцієнта інжекції  $u$  для всіх сопел викликає зменшення безрозмірного тиску  $\Delta p_c / \Delta p_p$ , що зумовлено втратами тиску в камері змішування і

дифузори, а також зменшенням густини змішаного потоку на виході ежектора (рис. 8). Лінія характеристики високонапірного ежектора ( $f_3/f_{p1} < 4$ ) є більш стрімкою у порівнянні з низьконапірними ежекторами ( $f_3/f_{p1} \geq 4$ ) (рис. 8).



**Рисунок 8 – Безрозмірна характеристика ежектора при тиску інжектуючого повітря  $p_e=0,04$  МПа та діаметрі камери змішування  $d_{кз}=12,5$  мм для різних діаметрів сопла**

Як для камери змішування  $d_{кз}=10$  мм, так і для камери змішування  $d_{кз}=12,5$  мм збільшення тиску повітря  $p_e$  забезпечує збільшення коефіцієнта інжекції  $u$ . Найбільше збільшення коефіцієнта інжекції  $u$  має місце в ежекторі з діаметром сопла  $d_c=5$  мм. Крім того, встановлено що існує при певному тиску повітря  $p_e$  максимум для коефіцієнта інжекції  $u$ . Наприклад, для ежектора з діаметром сопла  $d_c=5$  мм  $u_{\max} \approx 4,2$  (рис. 9).



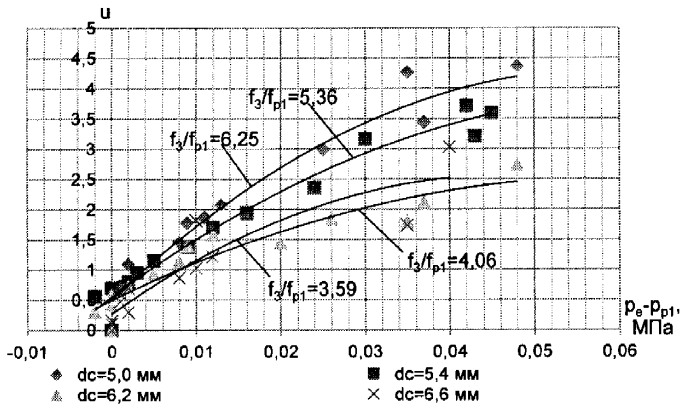
**Рисунок 9 – Залежність коефіцієнта інжекції  $u$  від тиску інжектуючого повітря  $p_e$  при діаметрі камери змішування  $d_{кз}=12,5$  мм**

Виконані дослідження підтвердили можливість роботи ежекторів за наявності різниці тисків  $p_e - p_{p1}$  («підпору»). При проведенні дослідів величина «підпору» доходила до 0,05 МПа. Експериментально отримано результат, який вказує на те, що збільшення різниці тисків  $p_e - p_{p1}$  викликає збільшення коефіцієнта інжекції  $u$  для ежекторів з усіма чотирма досліджуваними соплами (рис. 10).

При проведенні досліджень також встановлено, що збільшення тиску  $p_e$  викликає зменшення відносного перепаду тисків  $\Delta p_c / \Delta p_p$  для ежекторів з усіма досліджуваними соплами і камерами змішування.

Аналогічні дослідження виконано і на другій лабораторній установці при інжектванні вуглекислого газу. Безрозмірні характеристики  $\Delta p_c / \Delta p_p (u)$  однакових ежекторів у випадку інжектвання ними різних газів (повітря і вуглекислого газу) характеризуються тим, що ежектори, які інжектують вуглекислий газ, за однакових коефіцієнтів інжекції  $u$  забезпечують більший відносний перепад тиску  $\Delta p_c / \Delta p_p$ , а за однакових відносних перепадів тиску – більший коефіцієнт інжекції (рис. 11). Пояснюється це високою розчинністю вуглекислого газу у воді за нормальних умов.

Перенести отримані результати експериментальних досліджень ежекторів при інжектванні ними вуглекислого газу на свердловинні нафтогазові ежектори неможливо, оскільки інжектований нафтовий газ у переважній своїй більшості в ежекторі не буде розчинятися у газоводонафтовому потоці свердловини за виключенням випадку, коли тиск на виході ежектора буде більший за тиск на вході штангового насоса.



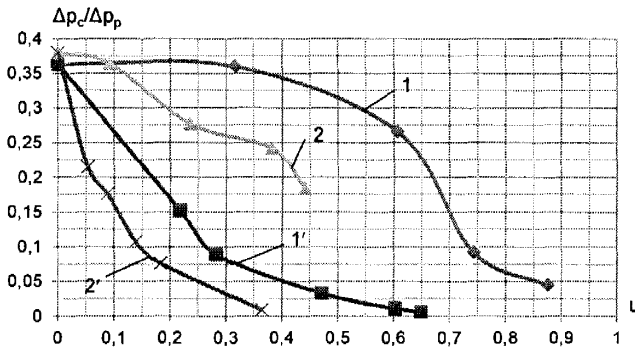
**Рисунок 10 – Залежність коефіцієнта інжекції  $u$  від перепаду тиску  $p_e - p_{p1}$  при діаметрі камери змішування  $d_{кз} = 12,5$  мм**

Порівняльним дослідженням встановлено, що відхилення відносного перепаду тиску  $\Delta p_c / \Delta p_p$ , знайденого експериментально при діаметрі сопла  $d_c = 6,6$  мм,

діаметрі камери змішування  $d_{кз}=12,5$  мм і зміні надлишкового тиску повітря перед ежектором у діапазоні  $p_e = 0...0,165$  МПа та обчисленого за формулою (5) для високонапірного ежектора, прийнявши у ній за робочий потік воду, а за інжектований – повітря, за модулем не перевищує 0,047. При цьому найбільше експериментальне значення  $(\Delta p_c / \Delta p_p)_{\text{пик}}$  складає 0,374.

У четвертому розділі виконано дослідження можливості використання запропонованої ежекційної технології на прикладі нафтової свердловини 753-Д НГВУ «Долина нафтогаз».

Використовуючи задані параметри свердловини, відомі методи Поетманна-Карпентера і Баксендела, а також числовий метод Адамса-Крилова для розв'язання їх диференціальних рівнянь, знайдено розподіл тиску і температури між вибоєм і точкою підвісу насоса, точкою підвісу насоса і устям свердловини. Разом з тим отримано числові значення густини газоводонафтової суміші та вільного нафтового газу, його витратного газомісту, середньоінтегральної швидкості руху газорідної суміші для різних перерізів свердловини між точкою підвісу насоса та її устям.



$d_{кз}=10$  мм: 1 –  $d_c=5,4$  мм ( $f_3/f_{p1}=3,43$ ); 2 –  $d_c=6,6$  мм ( $f_3/f_{p1}=2,3$ ) – інжектований потік вуглекислий газ; 1' –  $d_c=5,4$  мм ( $f_3/f_{p1}=3,43$ ); 2' –  $d_c=6,6$  мм ( $f_3/f_{p1}=2,3$ ) – інжектований потік повітря

**Рисунок 11 – Безрозмірні характеристики ежекторів**

В основу визначення доцільності використання ежектора у свердловині вище їх динамічного рівня було покладено такі дві умови:

– весь газ, який надходить у затрубний простір свердловини протягом доби, повинен проходити через ежектор. Це забезпечуватиме стабільність динамічного рівня свердловини;

– місце встановлення ежектора у свердловині та його геометричні параметри повинні бути такими, щоб забезпечити якнайбільше зменшення навантаження на колону штанг.



З метою дотримання першої умови знайдено витрату затрубного газу через ежектор за його термобаричних умов ( $p_{зам} = 1,83$  МПа,  $T_{зам} = 297$  К (середня температура))  $Q_{з3} = 0,913 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/с, а також його густину  $\rho_{зам} = 14,86$  кг/м<sup>3</sup>. Щоб забезпечити відбір газу із затрубного простору, витрата якого рівна  $Q_{з3}$ , необхідно забезпечити певний тиск у приймальній камері ежектора. Цей тиск знайдено із розв'язку такого рівняння:

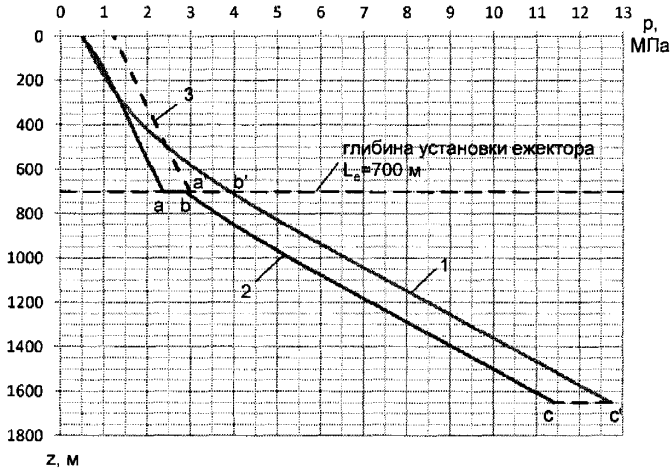
$$Q_{з3}^2 = \varphi_c^2 f_{ин}^2 \left( \frac{p_{pl}}{p_{зам}} \right)^{2/k} \frac{2k}{k-1} p_{зам} / \rho_{зам} \left[ 1 - \left( \frac{p_{pl}}{p_{зам}} \right)^{2/k} \right]$$

де  $\varphi_c$  – коефіцієнт тертя в отворі між затрубним простором свердловини з приймальною камерою ежектора ( $\varphi_c = 0,955$ );  $f_{ин}$  – площа поперечного перерізу отвору зворотного клапана (було прийнято  $d_{ин} = 4$  мм і  $f_{ин} = 0,1257 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>);  $k$  – коефіцієнт адиабати ( $k = 1,33$ ). В результаті отримано  $p_{pl} = 1,786 \cdot 10^6$  Па.

Для дотримання другої умови вибрано інтервал глибин можливого розташування ежектора у свердловині ( $h = (610 \dots 890)$  м) при динамічному рівні свердловини 753-Д  $h_o = 1243,3$  м. При уявній установці ежекторів у свердловині в перерізах цього інтервалу і прийнятті параметрів робочого потоку ежектора рівними відповідним параметрам свердловини у цих перерізах, визначено параметри на виході ежекторів, використовуючи їх рівняння (5) і (6), а далі застосовано метод Баксендела для визначення розподілу тиску та температури від ежектора до устя свердловини.

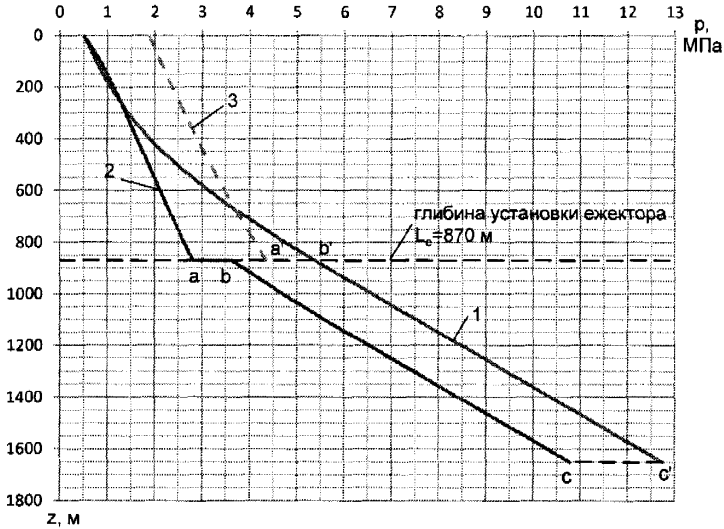
Встановлено при такому дослідженні, що тиск на усті свердловини буде тим більшим, чим меншим є відношення  $f_3/f_{pl}$  і чим глибше встановлено ежектор у свердловині. Вплив другого фактора на зміну тиску на усті свердловини є незначним у порівнянні з впливом величини відношення  $f_3/f_{pl}$ . Якщо тиск при цьому дослідженні ежекторів на усті свердловини є більшим за заданий устевий тиск  $p_e$  свердловини, то це означає, що при реальному встановленні такого ежектора у свердловині у тому ж перерізі, тиск на його вході буде нижчий за тиск у цьому ж перерізі без ежектора. А це у свою чергу вказує на те, що у цьому випадку тиск на виході штангового насоса буде менший ніж тиск у випадку відсутності ежектора.

У зв'язку з цим було вибрано чотири високонапірні ежектори з малим відношенням  $f_3/f_{pl}$  ( $f_3/f_{pl} = 3$ ). При реальному встановленні цих ежекторів у свердловині на глибинах вибраного діапазону та її устевому тиску  $p_e = 0,5$  МПа отримано зменшення тиску у перерізах свердловини на вході в ежектори у порівнянні з тиском у цих же перерізах за відсутності ежекторів. Зокрема, для ежекторів, встановлених відповідно на глибинах  $L_e = 700$  і  $870$  м вказане зменшення складало  $\Delta p_{(700)} = 1,03$  МПа (рис. 12) і  $\Delta p_{(870)} = 1,75$  МПа (рис. 13) (на рисунках ці зменшення тиску зображені відрізками  $b'b$ ).



1 – без ежектора; 2 – з ежектором ( $f_3/f_{p1}=3$ ) і тиском на усті  $p_c=0,5$  МПа;  
3 – з ежектором при  $p_p=3,9079$  МПа

**Рисунок 12 – Розподіл тиску в свердловині між штанговим насосом та устям**



1 – без ежектора; 2 – з ежектором ( $f_3/f_{p1}=3$ ); 3 – з ежектором при  $p_p=5,381$  МПа

**Рисунок 13 – Розподіл тиску в свердловині між СШН та устям**

Використовуючи метод Баксендела для цих двох ежекторів між перерізами їх встановлення та виходом штангового насоса, отримано зменшення тиску на виході

СШН на 1,32 МПа у випадку розташування ежектора на глибині 700 м і 1,96 МПа – на глибині 870 м (на рис. 12 і рис. 13 ці зменшення зображені відрізками  $c'c$ ).

Таким чином, найбільш раціонально в свердловині 753-Д встановити високонапірний ежектор з  $f_3/f_{p1} = 3$  (високонапірний) на глибині 870 м. Геометричні параметри цього ежектора, знайдені у процесі дослідження, такі: діаметр вихідного отвору сопла  $d_c = 3,88$  мм, камери змішування  $d_{\text{зм}} = 6,72$  мм, вихідного отвору дифузора  $d_{\text{д}} = 18,01$  мм і кут конуса дифузора  $\alpha = 8^\circ$ .

## ВИСНОВКИ

У дисертації, що є завершеною науково-дослідною роботою, поставлено і вирішено актуальне науково-прикладне завдання, яке полягає в обґрунтуванні можливості та ефективності сумісної експлуатації свердловинних штангових насосів та рідинно-газових ежекторів, встановлених вище динамічного рівня нафтових свердловин. При цьому за результатами виконаної роботи та відповідно до поставлених завдань можна зробити такі висновки:

1. Аналіз сучасного рівня використання струминних апаратів при видобуванні нафти показав їх високу ефективність як при самостійному відкачування нафти, так і при роботі сумісно з ЕВН. Тандем ЕВН – струминний насос забезпечує стабілізацію роботи ЕВН, корисне використання енергії відсепарованого газу і у певній мірі збільшення відбору продукції свердловини. Крім того, тандемні установки знайшли застосування у низці випадків (низький пластовий і високий устевий тиски, негерметичність експлуатаційної колони), за яких експлуатація нафтових свердловин іншими способами неможлива.

2. Визначено параметри робочого потоку нафтогазового ежектора (параметри свердловини: тиск, температуру, швидкість руху і витратний газоміст її продукції, густини всього потоку та його вільного нафтового газу) вздовж стовбура свердловини. Отримано рівняння нафтогазових ежекторів (високонапірного і низьконапірного), які пов'язують між собою їх геометрію з параметрами свердловини на вході в ежектори та виході із них із забезпеченням їх використання для практичних обчислень.

При визначенні розподілу тиску в свердловині за відомими методами Поегтмана-Карпентера і Баксендела диференціальні рівняння розв'язувалися числовим методом Адамса-Крилова, що забезпечило у порівнянні з традиційним способом отримання більш точних значень як тиску, так і температури (для однієї із свердловин отримано уточнення по тиску  $\Delta p = 1,72$  МПа у точці підвісу насоса, а по температурі –  $\Delta T = 12,5$  К). На даний час відомі тільки рівняння (безрозмірні характеристики) струминних апаратів, що встановлюються нижче динамічного рівня свердловин, а швидкість руху газоводонафтової продукції у довільному перерізі свердловин при її експлуатації СШН взагалі не визначалася.

Таким чином, створено всі умови, необхідні для перевірки можливості та ефективності сумісної експлуатації штангового насоса і нафтогазового ежектора.

3. На відміну від традиційних досліджень, експерименти з водоповітряними та водогазовими ежекторами на лабораторних установках виконувались при збільшенні надлишкового тиску  $p_e$  інжектваного газу перед ежектором (повітря, вуглекислого газу) від 0 до 0,1 і навіть у низці дослідів до 0,2 МПа і за наявності різниці тисків між тиском  $p_e$  інжектваного газу та тиском  $p_{p1}$  у приймальній камері ежектора. Такі дослідження вкрай важливі, оскільки ежектори у нафтових свердловинах працюватимуть з «підпором» нафтового газу.

За результатами експериментальних досліджень підтверджена працездатність ежекторів за величини «підпору»  $p_e - p_{p1}$  до 0,05 МПа і класифікація струминних апаратів на високонапірні та низьконапірні. Встановлено, що меншому діаметру сопла  $d_c$  і більшому тиску  $p_e$  відповідає більший коефіцієнт інжекції  $u$ , більш високий тиск  $p_p$  робочого потоку на вході в ежектор як при зростанні тиску  $p_e$ , так і при зростанні тиску  $p_c$  на виході ежектора. Обчислення, виконані при використанні рівняння високонапірного нафтогазового ежектора з діаметрами сопла і камери змішування  $d_c=6,6$  мм,  $d_{кс}=12,5$  мм при врахуванні того, що робочий потік в ежекторі вода, а інжектваний – повітря дали результати достатньо близькі до експериментальних при зміні тиску  $p_e$  в діапазоні від 0 до 0,165 МПа і різниці тисків  $p_e - p_{p1} \leq 0,04$  МПа.

Виконані експериментальні дослідження вказують на можливість використання ежекторів у нафтових свердловинах при їх роботі з «підпором» інжектваного нафтового газу, а також на достатньо високу достовірність результатів, які можна отримати при використанні рівнянь нафтогазових ежекторів.

4. Встановлено, що зменшення навантаження на колону штанг залежить від двох факторів: відношення площ  $f_3/f_{p1}$  в ежекторі і збільшення глибини його розташування у свердловині. При цьому більший вплив має саме зменшення величини  $f_3/f_{p1}$ , а глибина встановлення ежектора впливає на навантаження в значно меншій мірі. Саме тому доцільніше використовувати високонапірні ежектори (наприклад для ежектора з  $f_3/f_{p1}=3$ , розміщеного у нафтовій свердловині 753-Д НГВУ «Долинанафтогаз», отримано зменшення тиску на виході штангового насоса  $\Delta p = (1,32...1,96)$  МПа).

Для свердловини 753-Д НГВУ «Долинанафтогаз» рекомендовано встановити високонапірний ежектор з  $f_3/f_{p1}=3$  на глибині 870 м, який забезпечить відбір всього нафтового газу, що надходить у затрубний простір, і зменшить тиск на виході штангового насоса на величину  $\Delta p = 1,96$  МПа.

## СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Дубей О.Я. Рівняння високонапірного нафтогазового ежектора / О.Я. Дубей // Матеріали інтернет-симпозіума «Научные ответы на вызовы современности – 2016». Том 2. – С. 107-126.

2. Паневник О.В. Визначення розподілу тиску, температури та швидкості руху газорідинної суміші вздовж стовбура нафтової свердловини у випадку експлуатації штангового свердловинним насосом / О.В. Паневник, О.Я. Дубей // Науковий вісник ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2014. – №1 (36). – С. 53-60.

3. Паневник О.В. Визначення розподілу тиску і температури вздовж стовбура нафтової свердловини / Паневник О.В., Дубей О.Я. // Науковий вісник Національного гірничого університету. – Дніпропетровськ: 2015. – №4 (148). – С. 98-103.

4. Дубей О.Я. Визначення закону руху точки підвісу штанг верстатів-гойдалок / О.Я. Дубей // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – №4 (36). – С. 67-73.

5. Паневник О.В. Моделювання роботи ежектора при його одночасній компоновці зі свердловинним штанговим насосом у нафтовій свердловині. / О.В. Паневник, О.Я. Дубей // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: всеукр. наук.-техн. журн. – Івано-Франківськ: Факел, 2014. – № 3 (52). – С. 51-59.

6. Дубей О.Я. Дослідження водоповітряного ежектора при зміні його геометрії та робочих параметрів / О.Я. Дубей // Научные труды SWorld. – Иваново: Научный мир, 2015. – №2 (39). Том 6. – С. 33-42.

7. Паневник О.В. Експериментальне дослідження водогазового ежектора у процесі інжектування вуглекислого газу / О.В. Паневник, О.Я. Дубей // Нафтогазова енергетика. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2015. – №2 (24). – С. 23-31.

8. Пат. 105135 Україна, МПК F04B 47/02. Свердловинний ежектор / О.В. Паневник, О.Я. Дубей, І.Я. Яремко, М.М. Лях – № а 2013 07030; заявл. 04.06.13; опубл. 10.04.14 Бюл. №7.

9. Пат. 109987 Україна, МПК E21B 43/12. Свердловинний ежектор / О.В. Паневник, О.Я. Дубей, І.Я. Яремко, М.М. Лях – № а 2014 07902; заявл. 14.07.14; опубл. 26.10.15 Бюл. №20.

10. Пат. 90016 Україна, МПК F04B 47/00. Свердловинний ежектор / О.В. Паневник, О.Я. Дубей, І.Я. Яремко, М.М. Лях – № u 2013 13995; заявл. 02.12.13; опубл. 12.05.14 Бюл. №9.

11. Дубей О.Я. Про спільне застосування штангового насоса та рідинно-газового ежектора / О.Я. Дубей, О.В. Паневник // Матеріали міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів «Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії 2012». (5-7 листопада 2012 р.). – Івано-Франківськ. – 2012. – С. 80-82.

12. Дубей О.Я. Метод підвищення ефективності роботи штангових насосів / О.Я. Дубей, О.В. Паневник // Матеріали обласної науково-практичної конференції «Вчені Прикарпаття – сталому розвитку краю». (25-26 грудня 2012 р.). – Івано-Франківськ. – 2012. – С. 204-205.

13. Дубей О.Я. Встановлення розподілу термодинамічних параметрів у свердловині, що експлуатується штанговим насосом / О.Я. Дубей // Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2013». (7-11 жовтня 2013 р.). – Івано-Франківськ. – 2013. – С. 82-85.

14. Паневник О.В. Моделювання роботи ежектора при його одночасному компонованні зі свердловинним штанговим насосом / О.В. Паневник, О.Я. Дубей // Матеріали 3-тньої всеукраїнської міжвузівської науково-технічної конференції «Сучасні технології у промисловому виробництві 2014». (22-25 квітня 2014 р.). – Суми. – 2014. – С. 129-130.



## АНОТАЦІЯ

**Дубей О.Я. Підвищення ефективності установок свердловинних штангових насосів шляхом застосування нафтогазових ежекторів.** – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.05.12 – Машини нафтової та газової промисловості. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, 2016.

Дисертація присвячена підвищенню ефективності експлуатації обладнання для видобування нафти, зокрема установок свердловинних штангових насосів шляхом застосування нафтогазових ежекторів.

Використання тандемних установок при видобуванні нафти у складі електровідцентрового і струминного насосів показало їх високу ефективність при експлуатації свердловин як у звичайних умовах, так і у випадках різноманітних ускладнюючих факторів.

Для реалізації пропозиції використання нафтогазових ежекторів, встановлених вище динамічного рівня свердловин, які експлуатуються штанговими насосами, визначено параметри нафтових свердловин, які для ежекторів є параметрами їх робочих та інжектований потоків, а саме, тиск, температуру, густину газодонафтової суміші, її витратний газовміст, густину вільного нафтового газу, середньоінтегральну швидкість руху вказаної суміші вздовж осі свердловини, об'єм газу, що надходить у затрубний простір та його густину.

При допущенні гомогенності робочого та змішаного потоків в ежекторі отримані рівняння високо- та низьконапірного нафтогазових ежекторів. Розроблена методика їх використання для практичних обчислень. Виконана перевірка цих рівнянь при їх застосуванні до водоповітряних ежекторів.

Здійснені лабораторні експериментальні дослідження на ежекторах вода – повітря і вода – вуглекислий газ, підтвердили можливість їх роботи з «підпором», тобто за наявності різниці тисків між інжектований газом перед входом у ежектор і його прийнятною камерою. Величина «підпору» в експериментах досягала 0,05 МПа. Цей результат є важливим при використанні ежекторів у нафтових свердловинах.

Розроблена методика визначення місця розташування ежекторів у нафтових свердловинах та їх геометричних параметрів. При її розробленні врахована необхідність проходження через ежектор всього нафтового газу, який надходить у затрубний простір свердловини, і забезпечення максимального зниження навантаження на колону штанг. Дана методика реалізована для свердловини 753-Д НГВУ «Долина нафтогаз».

**Ключові слова:** установка свердловинного штангового насоса, нафтогазовий ежектор, параметри нафтової свердловини, затрубний простір, робочий та інжектований потоки ежектора, тандемна установка.

## АНОТАЦІЯ

**Дубей О.Я. Повышение эффективности установок скважинных штанговых насосов путем использования нефтегазовых эжекторов.** - Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.05.12 – Машини нефтяной и газовой промышленности. –

Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, г. Ивано-Франковск, 2016.

В **первом разделе** выполнено исследование областей использования эжекционных технологий в нефтегазодобывающей отрасли, в частности на этапах разработки, эксплуатации, сбора и интенсификации добычи нефти и газа. Использование при добычи нефти тандемных установок в составе электроцентробежного и струйного насосов в нормальных условиях эксплуатации обеспечивает стабилизацию работы электроцентробежных насосов, полезное использование энергии нефтяного газа и даже некоторое увеличение дебита скважин, а в усложненных условиях обеспечивает единый возможный способ эксплуатации скважин.

Исходя из выполненного исследования и учитывая все положительные свойства струйных аппаратов, предложено размещение эжекторов выше динамического уровня скважин, которые эксплуатируются штанговыми насосами.

Для реализации этого предложения сформулированы основные задачи, которые необходимо решить в ходе выполнения диссертационной работы.

Во **втором разделе** выполнен теоретический расчет всех параметров нефтяных скважин вдоль их стволов, которые для эжекторов являются параметрами их рабочих потоков, а именно давления, температуры, скорости движения газожидкостного потока, его плотности, объемного расходного газосодержания и плотности свободного нефтяного газа. При определении распределения давления и температуры вдоль оси скважины при использовании методов Поэттмана-Карпентера и Баксендела дифференциальные уравнения этих методов решались при использовании числового метода Адамса-Крылова. Это обеспечило получение уточненных значений этих параметров.

Кроме того, рассматривая рабочий и смешанный потоки в нефтегазовом эжекторе как гомогенные среды, получены уравнения для высоконапорного и низконапорного эжекторов. Разработана методика их использования для практических расчетов. Выполнена проверка этих уравнений при их использовании для водовоздушных эжекторов.

В **третьем разделе** рассмотрены вопросы, связанные с лабораторными экспериментальными исследованиями эжекторов, в которых рабочим потоком была вода, а инжектируемым – вначале воздух, а потом – углекислый газ. Указано на задачи экспериментальных исследований, дается описание лабораторных установок, программа и методика исследований, анализ полученных результатов и исследуется связь между результатами экспериментов и уравнениями нефтегазовых эжекторов.

Главной задачей экспериментальных исследований было выяснение возможности работы эжекторов с «подпором», т. е. при наличии разницы давлений между инжектируемым газом перед эжектором и давлением в его приемной камере. Эксперименты подтвердили возможность работы эжекторов с «подпором» до 0,05 МПа.

В **четвертом разделе** выполнено исследование возможности реализации предложенной эжекционной технологии на примере нефтяной скважины 753-Д НГДУ «Долинанефтегаз». Была разработана методика определения наиболее рационального места размещения эжектора в скважине и его геометрических размеров. В основу этой методики положены такие два условия: через эжектор должен проходить весь объем газа, который поступает в затрубное пространство скважины, и его место размещения в скважине должно быть такое, чтобы

обеспечить наибольшее снижение нагрузки на колонну штанг. Использование указанной методики позволило для скважины 753-Д установить место расположения эжектора в скважине и его геометрические размеры.

**Ключевые слова:** установка скважинного штангового насоса, нефтегазовый эжектор, параметры нефтяной скважины, затрубное пространство, рабочий и инжектируемый потоки эжектора, tandemная установка.

## ABSTRACTS

**Dubei O.Ya. Improving efficiency of the sucker rod pump units by using oil-gas jets.** – Manuscript.

Dissertation for technical sciences candidate's degree in speciality 05.05.12 – Machines of oil and gas industry, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2016.

The thesis is devoted to improving operation efficiency of the oil extraction equipment, including sucker rod pump units, by using oil-gas jets.

Using of the tandem setup that consists of electric submersible pump and jet pump during the process of oil extraction showed their high efficiency while operating wells both in normal conditions and in cases of various adversities.

In order to implement oil-gas jets, placed above the flowing level in oil wells that are operated by sucker rod pumps, oil well parameters were calculated. These parameters will be the characteristics of the work and injected flows inside of a jet. Among them there are: pressure, temperature, density of the gas-water-oil mixture and its consumption gas content, density of the free associated gas, average integral velocity of this mixture along the borehole axis, the volume of gas that is inflowing to the annular space and its density.

When determining pressure and temperature distribution along the borehole axis using Poettman-Carpenter and Baksendel methods we solved differential equations that are included in these methods with the help of Adams-Krylov numerical method. This ensured obtaining amended values of these parameters.

Assuming that work and mixed flows inside of a jet are homogeneous, equations of the high- and low-pressure oil-gas jets were obtained. We developed a technique of using these equations for practical calculations. The accuracy of the obtained equations was tested when applied to water-air jets.

Laboratory experimental study was performed for water-air and water-carbon dioxide jets. It confirmed the possibility of such jet's operation with a "back pressure", id est if there's a pressure difference between the injected gas in front of the jet and its suction chamber. The magnitude of the "back pressure" during the experiments reached up to 0.05 MPa. This result is important when using jets in oil wells.

A technique was created that allows to determine the efficient location of jets in oil wells and their geometrics. When developing this technique it was necessary to take into account two conditions: the whole amount of petroleum gas, which enters the annular space of the well, must pass through the oil-gas jet, minimize the stem loading. This technique is implemented for the oil well D-753 OGPД "Dolynanaftogaz".

**Key words:** sucker rod pump unit, oil-gas jet, oil well parameters, annular space, work and injected flow inside a jet, tandem setu

