

622.279.6(043)  
У-27

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ  
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

**УГРИНОВСЬКИЙ АНДРІЙ ВАСИЛЬОВИЧ**

УДК 622.279.6(043)  
У-27

**УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ РОБОТИ  
НИЗЬКОНАПРНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН  
ЗА НАЯВНОСТІ РІДИНИ В ПРОДУКЦІЇ**

05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ

**АВТОРЕФЕРАТ**

дисертації на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук

Івано-Франківськ – 2014

Дисертацією є рукопис

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України



**Науковий керівник:**

доктор технічних наук, професор  
**Кондрат Роман Михайлович,**  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,  
завідувач кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ

**Офіційні опоненти:**

доктор технічних наук, доцент  
**Акульшин Олександр Олексійович,**  
ПАТ «Український нафтогазовий інститут», м. Київ,  
заступник голови правління з наукової роботи

кандидат технічних наук  
**Цьомко Володимир Васильович,**  
НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ,  
начальник відділу проектування  
і впровадження гідророзриву пласта

Захист відбудеться "24" квітня 2014 р. о 14<sup>30</sup> годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.02 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією можна ознайомитися у науково-технічній бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

Автореферат розісланий "4" березня 2014 р.

Учений секретар спеціалізованої вченої ради,  
кандидат технічних наук, доцент

І.М. Ковбасюк



## ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

**Актуальність теми.** Більшість родовищ природних газів в Україні увійшли в період спадного видобутку вуглеводнів і завершальну стадію розробки. Окремі родовища знаходяться на межі рентабельності видобування вуглеводнів, а ті, що відкриті в останні роки, характеризуються здебільшого незначними запасами і не можуть істотно вплинути на видобуток газу. Тому в найближче десятиріччя основний видобуток газу буде забезпечуватись із виснажених родовищ, які ще володіють значними залишковими запасами вуглеводнів, що і визначає актуальність теми дисертації.

До ускладнень, характерних для пізньої стадії розробки родовищ, відноситься скупчення рідини (води і вуглеводневого конденсату) на вибої свердловин і в понижених ділянках промислових трубопроводів внаслідок недостатніх швидкостей руху газу для їх винесення, що призводить до значних втрат тиску в системі “свердловина – викидна лінія”. Внаслідок цього суттєво зменшуються видобувні можливості свердловин, аж до припинення їх природного фонтанування. Це, в свою чергу, призводить до зниження поточних відборів вуглеводнів і кінцевих коефіцієнтів газо- і конденсатовилучення із пластів.

Питанням попередження і ліквідації рідинних скупчень у стовбурі і викидних лініях свердловин присвячено ряд досліджень. Серед відомих методів, які забезпечують звільнення стовбура свердловини від рідини шляхом піднімання її до устя (фізико-хімічні, гідрогазодинамічні, механізовані), заслуговують уваги механізовані з використанням установки плунжерного піднімача. Застосування плунжерного піднімача дозволяє продовжити період природного фонтанування газових свердловин за наявності рідини в продукції. Однак технологія експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин з допомогою плунжерного піднімача потребує вдосконалення як в аспекті конструкцій плунжерів та їх ущільнень, так і теоретичного розрахунку параметрів його роботи.

На сьогоднішній день експлуатація промислових трубопроводів в умовах скупчення рідини у понижених ділянках передбачає використання різноманітних конструкцій очисних пристроїв. Перспективними у цьому відношенні є гелеві поршні, які з часом руйнуються і не вимагають монтажу додаткових вузлів для їх запуску і вловлювання. Проте технологія застосування гелевих поршнів характеризується специфічними особливостями: адгезія гелю до металу, час розчинення гелю у трубопроводі ще до приходу на установку комплексної підготовки газу (УКПГ). Тому для забезпечення ефективного використання очисних поршнів на основі гелів необхідно дослідити умови утворення рідинних скупчень у трубопроводах, вибрати склад гелевого поршня та вдосконалити технологію його застосування.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота є фрагментом науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт Науково-дослідного інституту нафтогазової енергетики і екології Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу на період 2007-2009 років за темою Д-1-07-Ф “Дослідження нових

енергоресурсозберігаючих екологічно безпечних технологій видобування та транспортування вуглеводнів” (№0107U001558), на період 2010-2011 років за темою Д-6-10-П “Нові технології видобування вуглеводнів із родовищ з важковилучуваними запасами” (№0107U000116) і на період 2012-2013 років за темою Д-16-12-П “Нові технології збільшення видобутку газу і конденсату з родовищ природних газів на завершальній стадії розробки” (№0112U003012).

**Мета і задачі дослідження.** *Метою дослідження є підвищення видобувних можливостей обводнених газових і газоконденсатних свердловин шляхом удосконалення технології застосування плунжерного піднімача для винесення рідини із свердловин і гелевих поршнів з метою очищення викидних ліній від скупчень рідини.*

*Основні задачі досліджень:*

1. Аналіз та систематизація причин скупчення рідини в насосно-компресорних трубах і понижених ділянках шлейфів свердловин та узагальнення методів інтенсифікації її винесення.

2. Експериментальні дослідження застосування плунжерного піднімача для винесення рідини із газових свердловин і розроблення нових конструкцій плунжера.

3. Удосконалення методики розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача.

4. Експериментальні та теоретичні дослідження процесу скупчення і винесення рідини з понижених ділянок промислового газопроводу.

5. Розроблення складу і технології застосування в'язкопружного гелевого поршня для очищення від рідини і механічних частинок викидних ліній свердловин.

6. Дослідно-промислові випробування розробленого складу в'язкопружного поршня для очищення викидних ліній свердловин від скупчень рідини.

*Об'єктом дослідження є процеси скупчення та винесення рідини із вибоїв і понижених ділянок викидних ліній свердловин.*

*Предметом дослідження є технології винесення рідини із вибою обводнених газових і газоконденсатних свердловин плунжерним піднімачем і з понижених ділянок викидних ліній за допомогою в'язкопружного поршня.*

**Методи дослідження.** Поставлені завдання вирішувались шляхом проведення експериментальних та теоретичних досліджень з обробленням одержаних результатів методами математичної статистики.

Вірогідність отриманих результатів роботи підтверджено експериментальними дослідженнями на моделях свердловини та викидної лінії.

#### **Наукова новизна одержаних результатів**

1. Вперше встановлено закономірності зміни параметрів роботи плунжерного піднімача від швидкості падіння пустотілого циліндричного корпусу плунжера у газовому і рідинному потоках, початкового тиску зрушення плунжера зі стовпом рідини над ним з нижнього амортизатора і втрат тиску при їх підніманні в насосно-компресорних трубах.

2. За результатами експериментальних досліджень вперше оцінено граничну швидкість руху газу, необхідну для повного винесення рідини з пониженої ділянки промислового газопроводу за різного ступеня заповнення його рідиною і кута нахилу до горизонталі.

3. За результатами лабораторних експериментів розроблено нову рецептуру в'язкопружного поршня на основі водного розчину карбоксиметилцелюлози і ПАР з можливістю регулювання часу деструкції полімерної системи. Встановлено, що після оброблення поршня метанолом зміцнюється його структура і зменшується адгезія до металу.

### **Практичне значення одержаних результатів**

За результатами виконаних досліджень розроблено і рекомендовано до впровадження технологію експлуатації низьконапірних, обводнених газових і газоконденсатних свердловин за допомогою плунжерного піднімача із патентозахищеним плунжером і технології очищення викидних ліній свердловин від скупчень рідини і твердої фази за допомогою гелевого поршня патентозахищеного складу.

Використання наукових розробок дозволяє зменшити втрати тиску в системі «свердловина – викидна лінія» за рахунок запобігання утворенню скупчень рідини. В результаті забезпечується стабільна без ускладнень робота свердловин з підвищеними дебітами газу і конденсату.

Проведено успішні дослідно-промислові випробування технології очищення шлейфів свердловин Хідновицького газового родовища Львівського відділення ГПУ „Полтавагазвидобування” від скупчень рідини за допомогою в'язкопружного поршня запропонованого складу. Після застосування технології очищення викидних ліній від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня дебіти свердловин 116-Хд і 118-Хд збільшилися на 20 і 8,42 % відповідно.

Результати наукових досліджень також використовуються у навчальному процесі кафедрою розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ при вивченні дисципліни «Проектування експлуатації газових і газоконденсатних свердловин».

**Особистий внесок здобувача.** Автор провів ретельний огляд літературних джерел з питань інтенсифікації винесення рідини із низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин [2, 3, 4, 5, 10], а також аналіз методів очищення внутрішньої порожнини трубопроводів від скупчень рідини [7]. Виконано експериментальні дослідження за темою дисертації та оброблено отримані результати [1, 6, 11]. Розроблено конструкцію плунжера [8] для плунжерного піднімача, склад в'язкопружного поршня [9] та проведено дослідно-промислові випробування технології очищення викидних ліній свердловин від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня [12].

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати та положення дисертаційної роботи доповідались на:

- міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика – 2011» (м. Івано-Франківськ, 10-14 жовтня 2011 р.);

- міжнародній науково-технічній конференції «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової галузі» (м. Івано-Франківськ, 3-6 жовтня 2012 р.);

- міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика – 2013» (м. Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013 р.).

Дисертаційна робота доповідалась й обговорювалась на наукових семінарах кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (2010-2013 рр.).

**Публікації.** За матеріалами дисертації опубліковано 12 наукових праць, з яких 7 у фахових наукових журналах (в т.ч. 1 стаття у журналі, що індексується у базі даних Scopus), 3 – у збірниках праць міжнародних та всеукраїнських конференцій, отримано 2 патенти України на корисну модель.

**Структура і обсяг роботи.** Дисертаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, додатків, списку використаної літератури. Матеріали дисертації викладені на 184 сторінках, містять 14 таблиць і 65 рисунків, список використаних джерел із 117 найменувань.

Автор висловлює щиру подяку науковому керівнику, завідувачу кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ доктору технічних наук, проф. Кондрату Р.М. за допомогу і корисні поради, а також колективу кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ за підтримку та створення сприятливих умов для виконання роботи.

## **ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ**

У вступі обґрунтовано актуальність обраної теми дисертаційної роботи, сформульовано мету і задачі дослідження, відображено наукове та практичне значення отриманих результатів.

У першому розділі проаналізовано причини скупчення рідини на вибоях і в понижених ділянках шлейфів обводнених, низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин; виконано аналіз відомих методів боротьби з обводненням свердловин та очищення внутрішньої порожнини трубопроводів від скупчень рідини і твердих відкладень, в тому числі частинок металу і окалини.

В початковий період обводнення газових свердловин переважно використовують газогідродинамічні методи винесення рідини з вибоєм на поверхню, в подальшому можна перейти до фізико-хімічних методів, а на завершальній стадії розробки родовищ при значному обводненні продукції свердловин і низьких пластових тисках і дебітах газу доцільно використовувати механізовані методи.

Питаннями експлуатації газових і газоконденсатних свердловин, які працюють за наявності рідини на вибої, присвячені роботи Акульшина О.О., Аміяна В.О., Бахішева В.Ю., Баснієва К.С., Бедриковецького Г.П., Білецького М.М., Бойка В.С., Бузінова С.М., Гриценка О.І., Дорошенка В.М., Зарубіна Ю.О., Ігнатенка Ю.К., Кондрата Р.М., Кондрата О.Р., Марчука Ю.В.,

Мірзаджанзаде А.Х., Петришака В.С., Псюка М.О., Савенкова Г.Д., Степанова Г.С., Шагайденка В.І., Шнерха С.С., Шулятікова В.І., Ягдовського С.І., James Brill, James Lea, Henry Nickens, Mammoli A.A. та ін.

Показано, що одним із способів, який дозволяє продовжити період фонтанування обводнених газових і газоконденсатних свердловин за рахунок використання власної енергії пластового газу або подачі частини газу з поверхні є застосування плунжерного піднімача. Запропоновано ряд конструкцій плунжерів для плунжерного піднімача, проте вони не знайшли широкого застосування на практиці через недосконалість їх конструкцій і частих поломок, які виникають в процесі їх роботи. Відсутня методика розрахунку параметрів роботи плунжерного піднімача, яка б ув'язувала рух власне плунжера в колоні насосно-компресорних труб (НКТ) з динамічними параметрами газового і рідинного потоків.

Дослідженню процесів запобігання і ліквідації скупчень рідини у трубопроводах присвячені праці науковців: Братаха М.І., Галлямова А.К., Грудза В. Я., Гусейнова Ч.С., Капцова І.І., Кондрата Р.М., Кондрата О.Р., Кутукова С.Є., Одішарії Г.Е., Петришака В.С., Терепенка Р.М., Чарного І.А., V. Golberg та ін.

Найбільш апробованим методом очищення внутрішньої порожнини промислових газопроводів від рідинних скупчень є застосування механічних поршнів різних конструкцій. Перевагою таких поршнів є висока якість очищення. До недоліків слід віднести необхідність облаштування пунктів їх запуску і уловлювання, здатність застрягати при проходженні звужень, крутих поворотів та різних нерівностей на стиках труб. Ефективнішими є саморозчинні гелеподібні поршні. Вони дають змогу очистити газопровід змінного діаметру, з нерівномірнопрохідною арматурою, але потребують більш детального вивчення, як в аспекті умов деструкції гелевої системи, так і в зменшенні адгезії гелю до металу.

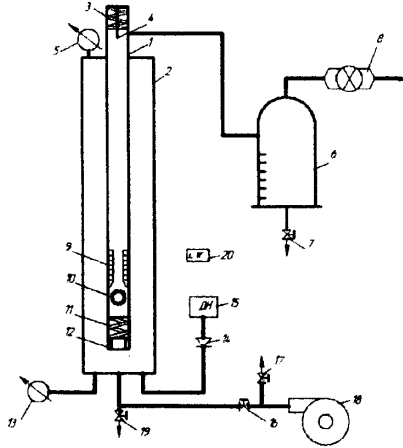
Проведений аналіз дозволив обґрунтувати необхідність вдосконалення конструкцій плунжерів для плунжерного піднімача та методики розрахунку параметрів його роботи, а також складу гелеподібних поршнів для очищення внутрішньої порожнини промислових газопроводів від скупчень рідини.

У **другому розділі** наведено результати експериментальних досліджень винесення рідини із вибою обводнених низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин за допомогою плунжерного піднімача і удосконалення методики розрахунку параметрів його роботи.

Принципову схему експериментальної установки плунжерного піднімача зображено на рисунку 1.

Установка представляє собою зменшену модель свердловини і виготовлена із прозорого товстостінного скла та додатково обладнана верхнім і нижнім амортизаторами для зменшення ударних навантажень, які виникають під час роботи плунжера, і штоком у верхній частині піднімальної колони для відокремлення кульки від корпусу плунжера, виконаного у вигляді пустотілого циліндра.

Експериментальні дослідження полягали у вимірюванні швидкості падіння корпусу плунжера у висхідному газовому і рідинному потоках за різних значень величини зазору (0,6-2,6 мм кожні 0,4 мм) між зовнішньою стінкою плунжера і внутрішньою стінкою піднімальної колони залежно від швидкості руху потоку рідини і газу. Встановлено, що характер зв'язку між швидкістю падіння пустотілого циліндра (корпусу плунжера) і швидкістю потоку рідини – лінійний. При падінні корпусу плунжера у висхідному газовому потоці цей характер зв'язку дещо інший. Спочатку із збільшенням швидкості руху газу абсолютна швидкість падіння циліндра незначно зростає, досягаючи свого максимального значення, а потім зменшується.



1 – внутрішня скляна колонка  $35 \times 1,5$  мм; 2 – зовнішня скляна колонка  $60 \times 5$  мм; 3, 11 – верхній та нижній амортизатори; 4 – шток; 5, 13 – аналогові давачі диференційного перепаду тиску газу; 6 – газорідинний сепаратор; 7, 16, 17, 19 – сферичні крани; 8 – аналоговий давач витрати газу; 9 – корпус плунжера; 10 – кулька; 12 – обмежувач ходу плунжера; 14 – зворотний клапан; 15 – малопродуктивний дозувальний насос; 18 – відцентровий компресор; 20 – цифровий давач температури і відносної вологості газу

Рисунок 1 – Принципова схема експериментальної установки плунжерного піднімача

У подальших дослідженнях вивчали зміну параметрів роботи плунжерного піднімача (витрати газу, тисків на вибої та в затрубному просторі, кількості циклів) при безперервній роботі плунжера за постійної подачі рідини на вибій.

Режим роботи установки, що виділений жирною лінією (рисунок 2), характеризує зміну параметрів (тиски на вибої та в затрубному просторі, витрата газу), які необхідні в початковий момент часу для зрушення плунжера і стовпа рідини над ним. Відтак подачу газу в установку зменшували до такого мінімального значення, за якого не буде значних ударів плунжера до верхнього амортизатора і забезпечуватиметься усталений режим роботи установки.



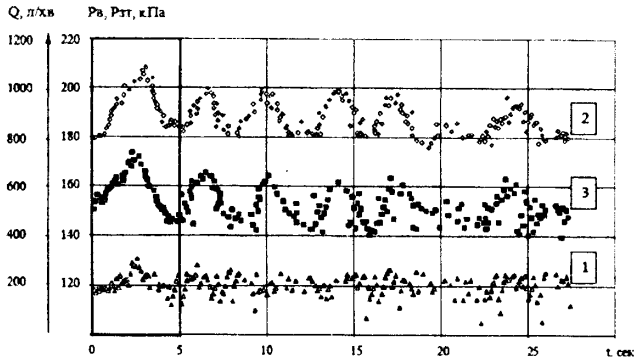


Рисунок 2 – Зміна в часі витрати газу (1), тисків на вибої (2) та в затрубному просторі (3) при безперервній роботі плунжера за постійної подачі рідини на вибій

Досліджено параметри роботи плунжерного піднімача (таблиця 1) за різних значень величини зазору між плунжером і піднімальною колоною та подачі рідини на вибій. Оптимальна величина зазору, при якій забезпечується стабільна робота і максимальна кількість циклів роботи плунжера в установці, становить 1-1,4 мм. При меншій величині зазору помітне незначне затягування циклів внаслідок недостатнього зазору, і навпаки, при перевищенні величини зазору понад 1,4 мм відбувається "зависання" плунжера внаслідок більшого проковзування газу крізь зазор.

Таблиця 1 – Параметри і характеристика роботи плунжерів різних діаметрів в установці плунжерного піднімача

Зовнішній діаметр плунжера, мм	Величина зазору між плунжером і колоною НКТ, мм	Кількість циклів, од			Середня літотома витрата газу, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Примітка
		Витрата води – 4,1 м/с	Витрата води – 5,6 м/с	Витрата води – 6,8 м/с		
30,8	0,6	9	6	6	360	Стабільна робота з незначним затягуванням циклів внаслідок невеликого зазору
30	1	17	11	7	380	Стабільна робота, що супроводжується одноким характером зміни коливань тисків в затрубному просторі та на вибої
29,2	1,4	11	9	6	420	Стабільна робота, що супроводжується одноким характером зміни коливань тисків в затрубному просторі та на вибої
28,4	1,8	10	7	6	530	Зменшення кількості циклів внаслідок більшого проковзування повітря крізь зазор, незначна нерівномірність циклів
27,6	2,2	8	6	6	610	Зменшення кількості циклів внаслідок більшого проковзування повітря крізь зазор, незначна нерівномірність циклів
26,8	2,6	5	4	5	700	Затягування окремих циклів, пульсація тисків в системі

При використанні плунжера, який виконаний у вигляді пустотілого циліндра і кульки, постає проблема визначення часу його падіння в піднімальній колоні у газовому і рідинному потоках. За результатами проведених теоретичних

досліджень отримано аналітичні залежності для визначення швидкості падіння корпусу плунжера у висхідному газовому (1) і рідинному (2) потоках.

$$v_n = -v_2 \cdot \left(\frac{R}{r}\right)^2 + v_2 \cdot \left[\left(\frac{R}{r}\right)^2 - 1\right] + \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot m_n \cdot g}{\xi_1 \cdot \rho_2 \cdot \pi \cdot R^2}}, \quad (1)$$

де  $v_2$  – швидкість руху газу в піднімальній колоні, м/с;  $R$  – внутрішній радіус піднімальної колоні, м;  $r_0$  – внутрішній радіус корпусу плунжера, м;  $m_n$  – маса плунжера, кг;  $\xi_1$  – коефіцієнт місцевого опору у внутрішньому каналі корпусу плунжера;  $\rho_2$  – густина газу в робочих умовах, кг/м<sup>3</sup>;  $v_2$  – швидкість руху газу у кільцевому каналі між плунжером і піднімальною колоною (м/с), яка визначена для різних значень величини зазору за допомогою універсальної програмної системи кінцево-елементного аналізу ANSYS (рисунок 3).

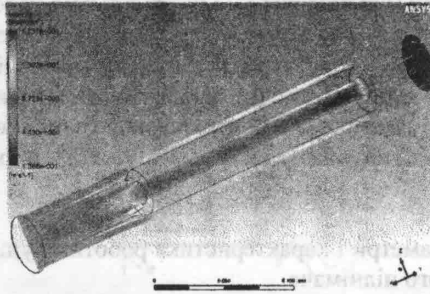


Рисунок 3 – Зображення результатів розрахунку розподілу швидкостей руху газу у внутрішньому і кільцевому каналах за допомогою програми ANSYS

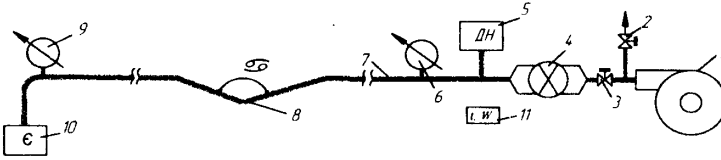
$$v_{np} = \frac{G \cdot \ln \frac{R}{r} \left[ \frac{(R^2 - r^2)^2}{\ln \frac{r}{R}} + R^4 - r^4 + \frac{r^4}{4} \right] + R^2 \cdot v \cdot \frac{4 \cdot \pi \cdot l \cdot \mu \cdot (r^2 - R^2 - 4 \cdot r_0^2 \cdot \ln \frac{R}{r})}{2 \cdot \left( r^2 - R^2 - 4 \cdot r_0^2 \cdot \ln \frac{R}{r} \right) + 2 \cdot \ln \frac{r}{R} + r^2 + r_0^2 + R^2}}{2 \cdot \left( r^2 - R^2 - 4 \cdot r_0^2 \cdot \ln \frac{R}{r} \right) + 2 \cdot \ln \frac{r}{R} + r^2 + r_0^2 + R^2} \quad (2)$$

де  $G$  – вага корпусу плунжера в рідині, Н;  $\mu$  – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини, Па·с;  $v$  – швидкість руху рідини в піднімальній колоні, м/с.

У третьому розділі наведено результати експериментальних і теоретичних досліджень процесу винесення рідини з понижених ділянок промислового

газопроводу та розроблення саморуїнівного в'язкопружного поршня для очищення внутрішньої порожнини шлейфів свердловин.

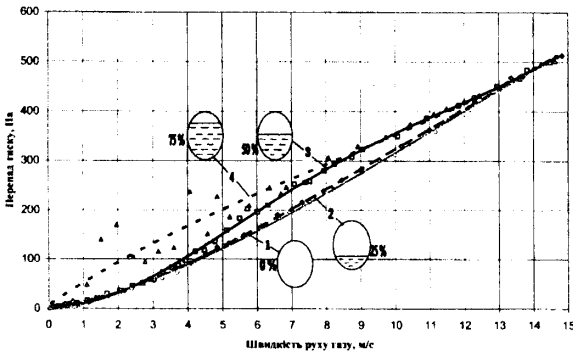
Процес винесення води з понижених ділянок промислового газопроводу вивчали на експериментальній установці, зображеній на рисунку 4.



1 – відцентровий компресор; 2, 3 – сферичні крани; 4 – аналоговий давач витрати газу; 5 – низькопродуктивний дозувальний насос; 6, 9 – аналогові давачі диференційного перепаду тиску газу; 7 – скляний трубопровід 28×1,5 мм; 8 – понижена ділянка трубопроводу; 10 – смінь для рідини; 11 – цифровий давач температури і відносної вологості газу

Рисунок 4 – Принципова схема експериментальної установки для дослідження процесу руху газорідинного потоку в рельєфному промисловому газопроводі

На першому етапі понижену ділянку газопроводу заповнювали рідиною, послідовно перекриваючи поперечний переріз труби на 25, 50 та 75 %. Кут нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі змінювався від 5 до 20°. Після цього на вхід установки подавали газ і плавно збільшували швидкість руху потоку до повного винесення рідини з пониженої ділянки, що візуально спостерігали через скляну стінку трубопроводу.



1 – за відсутності рідини; 2 – ступінь заповнення рідиною – 25%; 3 – ступінь заповнення рідиною – 50%; 4 – ступінь заповнення рідиною – 75%

Рисунок 5 – Графічна залежність загального перепаду тиску в промисловому газопроводі від швидкості руху газу за різних величин ступеня заповнення пониженої ділянки газопроводу рідиною для кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 5°

Як видно з рисунку 5, для повного винесення нерухомої води з пониженої ділянки промислового газопроводу з кутом нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі  $5^\circ$  необхідно забезпечити граничну швидкість руху газу 13,5 м/с.

Аналогічні графічні залежності були також побудовані для кутів нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 10, 15 та  $20^\circ$ .

На другому етапі на вхід в установку одночасно подавали газ та воду, тобто моделювали двофазний потік у газопроводі та фіксували температуру, витрату газу і тиски на початку та в кінці ділянки.

Результати проведених лабораторних досліджень наведено в таблиці 2.

Таблиця 2 – Вибір оптимальних параметрів руху газорідинної суміші в рельєфному промислового газопроводі

Кут нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі, град	Швидкість руху газу, м/с				
	Умова повного винесення нерухомої води	Умова мінімальних втрат тиску		Умова мінімальної питомої енерговитратності	
		Витрата води 1,5 мл/с	Витрата води 4,2 мл/с	Витрата води 1,5 мл/с	Витрата води 4,2 мл/с
5	13,5	3,5	5,6	9,7	10,4
10	15,7	3,8	6,3	10,1	10,8
15	18,9	4,7	6,8	11,3	12,1
20	21,5	6,0	8,4	11,6	12,5

Проведено теоретичні дослідження для визначення граничної швидкості руху газу, необхідної для повного винесення рідини із пониженої ділянки рельєфного промислового газопроводу, які базувались на теорії С.Е. Кутукова про залежність площі живого перерізу рідинного скупчення від параметрів граничної взаємодії потоку нафти із скупченням води.

За результатами проведених теоретичних досліджень отримано аналітичну залежність граничної швидкості руху газу для повного винесення рідини від середнього тиску, діаметру промислового газопроводу і кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі:

$$v_{\text{г}} = \sqrt{\frac{2 \cdot d \cdot g \cdot \sin \alpha \cdot \left( \rho_w \cdot \frac{P_o \cdot T \cdot Z}{\rho_g \cdot P \cdot T_o} - 1 \right)}{\lambda}} \quad (3)$$

де  $d$  – внутрішній діаметр промислового газопроводу, м;  $g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;  $\alpha$  – кут нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі, град;  $\rho_w$  – густина води, кг/м<sup>3</sup>;  $P_o$  – атмосферний тиск, Па;  $T$  – середня температура газового потоку, К;  $P$  – середній тиск газу, Па;  $Z$  – коефіцієнт стисливості газу, за середнього тиску та температури;  $T_o$  – стандартна температура, К;  $\rho_g$  – густина газу за стандартних умов, кг/м<sup>3</sup>;  $\lambda$  – коефіцієнт

гідралічного опору газового потоку на висхідній ділянці газопроводу, зайнятого нерухомою водою.

На практиці для умов обводнених низькодебітних газових і газоконденсатних свердловин досягти швидкостей руху газового потоку, при яких не відбувається накопичення рідини в понижених ділянках викидних ліній свердловин, здебільшого неможливо, а тим більше забезпечити швидкість руху газу, при якій виноситься нерухома рідина.

В таких випадках для очищення внутрішньої порожнини шлейфів свердловин від рідини і механічних частинок нами запропоновано використовувати в'язкопружний поршень, що складається з водного розчину карбоксиметилцелюлози (КМЦ) і поверхнево-активної речовини (ПАР), з регульованим періодом його розчинення. Для зміцнення структури поршня і зменшення адгезії до металу його обробляють метанолом впродовж 30 хв., при об'ємному співвідношенні 1:2.

Для визначення часу розчинення поршня у прісній воді та у прісній воді з конденсатом провели відповідні лабораторні дослідження (рисунок 6). Аналогічні дослідження були проведені для визначення часу розчинення в'язкопружного поршня у мінералізованій воді, конденсаті та в системі "мінералізована вода – конденсат" (мінералізація води 40 г/л NaCl).

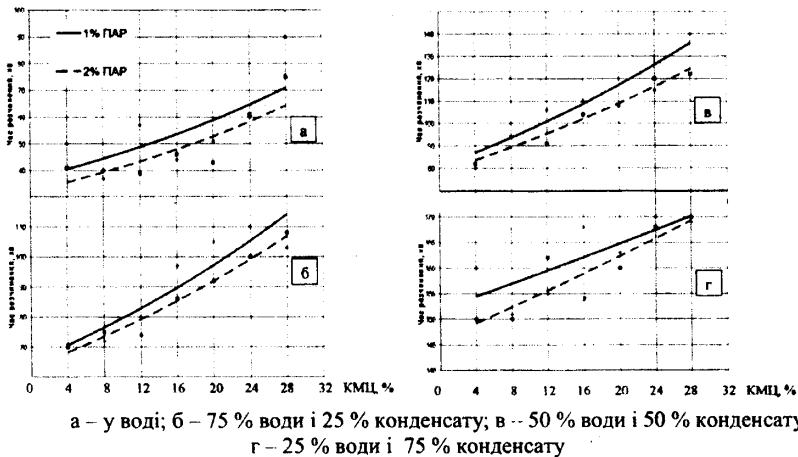


Рисунок 6 – Результати лабораторних досліджень з визначення часу розчинення поршня у воді та у воді з конденсатом за різного вмісту ПАР

Як видно з рисунку 6, із збільшенням вмісту КМЦ у досліджуваному зразку поршня час його розчинення збільшується, і навпаки, зростання вмісту ПАР призводить до зменшення часу його розчинення і залежить від складу рідини-розчинника.

Максимальний час розчинення підготовлених зразків поршнів спостерігається за співвідношення води і конденсату 1:3, мінімальний – у воді без конденсату.

Аналогічні дослідження проведено з метою визначення часу розчинення в'язкопружного поршня у мінералізованій воді, конденсаті та в системі "мінералізована вода – конденсат" (мінералізація води 40 г/л NaCl). Аналіз цих досліджень показує, що вплив мінералізації води, в якій розчиняли підготовлені зразки поршнів, на час їх повного розчинення незначний. Причому час розчинення поршнів з низьким вмістом КМЦ збільшується на 5-10 % порівняно з часом розчинення у прісній воді, а у випадку збільшення вмісту КМЦ до 28 % час розчинення збільшується на 20-25 %.

Результати лабораторних експериментів використано у запропонованій технології очищення внутрішньої порожнини промислових газопроводів при приготуванні в'язкопружного поршня.

У **четвертому розділі** описано результати удосконалення технологій інтенсифікації роботи низьконапірних обводнених газових і газоконденсатних свердловин і дослідно-промислових випробувань технології очищення викидних ліній від скупчень рідини і твердої фази за допомогою соморозчинного в'язкопружного поршня.

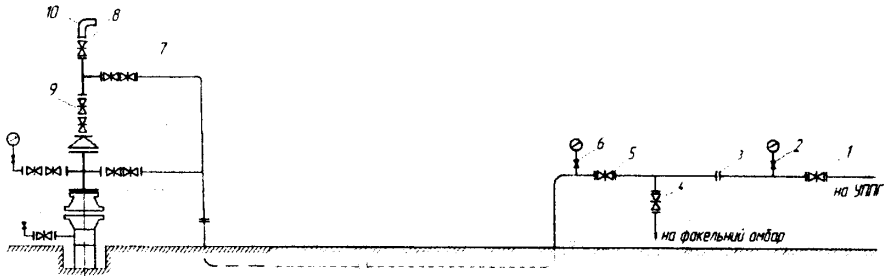
Для умов Хідновицького газового родовища виконано розрахунки критеріальних параметрів, що характеризують умови стійкої роботи обводнених газових свердловин, і параметрів роботи викидних ліній. За результатами розрахунків встановлено, що у більшості свердловин відбувається скупчення рідини як на вибої, так і в понижених ділянках викидних ліній.

Для свердловини 112-Хд запроєктовано винесення рідини із вибою за допомогою плунжерного піднімача за запропованою методикою.

Запропонована технологія очищення внутрішньої порожнини промислового газопроводу від скупчень рідини і твердої фази включає такі етапи: а) приготування гелю певного складу, на підставі проведених експериментальних досліджень, залежно від умов застосування (довжини газопроводу, швидкості руху поршня, складу рідини, яка підлягає винесенню); б) зупинка свердловини; в) уведення гелевого поршня у газопровід. Можливі два варіанти уведення гелевого поршня: 1) через спеціальні камери запускання або через фланцеві з'єднання фонтанної арматури після їх попереднього демонтування. У цьому випадку оброблення поршня метанолом проводять в окремій ємності одразу після приготування гелю; 2) через буферний фланець фонтанної арматури за допомогою насосного агрегата. За цією схемою для оброблення поршня метанолом, останній розділяють на дві рівні порції і запомповують першу порцію перед введенням гелю, а потім наступну порцію після запомповування гелю; г) проштовхування гелевого поршня потоком газу. Можливі два варіанти проштовхування гелевого поршня потоком газу: 1) очищення газопроводу проходить на відкритий кінець труби (на факельну лінію); 2) очищення газопроводу проходить безпосередньо на УКПГ. В кінці трубопроводу поршень поступово саморозчиняється.

Дослідно-промислові випробування технології очищення внутрішньої порожнини промислових газопроводів від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня здійснено на Хідновицькому газовому родовищі. На шлейфі свердловини 116-Хд, попередньо підготовлений і оброблений метанолом, в'язкопружний поршень вводили через фланцеві з'єднання на розподільчій гребінці і проштовхували потоком газу із УППГ до устя свердловини, при попередньому облаштуванні буферу продувального коліном (рисунок 7).

На шлейфі свердловини 118-Хд попередньо підготовлений і оброблений метанолом в'язкопружний поршень вводили у буферний фланець і проштовхували потоком газу із свердловини до УКПГ. Поршень саморозчинився ще до приходу у блок вхідних ниток.



- 1, 4, 5, 7, 8, 9 – засувки; 2, 6 – манометричні вентиля; 3 – фланцеві з'єднання діафрагми;  
10 – продувальне коліно

Рисунок 7 – Схема фонтанної арматури та розподільчої гребінки свердловини 116 Хідновицького газового родовища

За результатами дослідно-промислових випробувань технології очищення промислових газопроводів від скупчень рідини і твердої фази із застосуванням в'язкопружного поршня середньодобовий дебіт на свердловинах 116-Хд і 118-Хд збільшився відповідно на 20 і 8,42 %.

## ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій на підставі результатів експериментальних та теоретичних досліджень параметрів роботи установки плунжерного піднімача і процесів руху газорідних сумішей в рельєфних промислових газопроводах удосконалено технології інтенсифікації винесення рідини із вибоїв і понижених ділянок шлейфів свердловин. Одержано такі основні результати.

1. Експериментально встановлено характер зміни в часі витрати газу, тисків на вибої та в затратному просторі при безперервній роботі плунжерного піднімача

за постійної подачі рідини на вибір та проведено теоретичну оцінку їх впливу на усталений режим роботи установки.

2. Експериментальними дослідженнями встановлено оптимальну величину зазору між зовнішньою стінкою плунжера і внутрішньою стінкою піднімальної колони (для умов досліду вона становить 1-1,4 мм).

3. Теоретично одержано аналітичні залежності, які описують швидкість руху корпусу плунжера в ліфтовій колоні у висхідному газовому і рідинному потоках.

4. На підставі результатів теоретичних і експериментальних досліджень удосконалено методику розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача, яка враховує втрати тиску на тертя під час руху самого плунжера, швидкість падіння корпусу плунжера у газовому та рідинному потоках і тиск, необхідний для зрушення плунжера і стовпа рідини над ним в момент їх піднімання.

5. Експериментально встановлено вплив швидкості руху газу на перепад тиску в промисловому газопроводі за різного ступеня заповнення його пониженої ділянки рідиною і кута нахилу до горизонталі. Отримано рівняння для визначення граничної швидкості руху газу, необхідної для повного винесення рідини із пониженої ділянки промислового газопроводу залежно від кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі.

6. Запропоновано аналітичну залежність для оцінки граничної швидкості руху газу, необхідної для повного винесення накопиченої води з пониженої ділянки промислового газопроводу у процесі його експлуатації.

7. Запропоновано патентозахищену конструкцію плунжера для плунжерного піднімача, яка забезпечує зменшення зовнішнього діаметра плунжера в процесі його падіння у свердловині і збільшення зовнішнього діаметра під час піднімання.

8. Запропоновано патентозахищений склад в'язкопружного поршня для очищення внутрішньої порожнини промислових газопроводів від рідини і твердої фази, який складається з вітчизняних хімреагентів з регульованим періодом розчинення поршня.

9. Удосконалено технології винесення рідини із газових і газоконденсатних свердловин за допомогою установки плунжерного піднімача і очищення викидних ліній від рідини і твердої фази. Використання технологій дозволяє зменшити втрати тиску в системі «свердловина – викидна лінія» і тим самим збільшити дебіт газу.

10. Проведено дослідно-промислові випробування технології очищення промислових газопроводів від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня на шлейфах свердловин 116 і 118 Хідновицького газового родовища. Після застосування технології дебіти свердловин 116-Хд і 118-Хд збільшилися на 20 і 8,42 % відповідно.



## СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Угриновський А.В. Математична модель рідинного скупчення в пониженій ділянці газопроводу / А.В. Угриновський, Р.М. Кондрат, П.Р. Гімер // Науковий вісник Нац. гірничого ун-ту. – 2013. – №4 – С. 36-41.
2. Угриновський А.В. Характеристика та вибір конструкцій плунжерних піднімачів / А.В. Угриновський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №3(28). – С. 11-16.
3. Дячук Н.С. Контроль за обводненням газових і газоконденсатних покладів і свердловин / Н.С. Дячук, А.В. Угриновський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – №4(33). – С. 104-109.
4. Угриновський А.В. Особливості експлуатації нафтових та обводнених газових і газоконденсатних свердловин із застосуванням плунжерного піднімача / А.В. Угриновський, Н.С. Дячук // Нафтогазова енергетика. – 2009. – №2(11). – С. 19-24.
5. Угриновський А.В. Класифікація плунжерів та особливості їх вибору для установок плунжерного піднімача / А.В. Угриновський, Л.Б. Мороз, І.В. Криські // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – №4(41). – С. 13-20.
6. Кондрат Р.М. Лабораторні дослідження процесу руху газорідинних сумішей в рельєфному трубопроводі / Р.М. Кондрат, А.В. Угриновський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №4(45). – С. 118-128.
7. Кондрат Р.М. Характеристика та вибір очисних пристроїв для очищення внутрішньої порожнини трубопроводів / Р.М. Кондрат, А.В. Угриновський, В.С. Петришак, Т.С. Сапожкова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 3(48). – С. 48-61.
8. Пат. 82863 Україна, МПК (2013.01) E21B 43/00. Плунжер для плунжерного піднімача / Кондрат Р.М., Угриновський А.В.; заявник і патентовласник Івано-Франківський нац. техн. ун-т нафти і газу. – № а 201213719; заявл. 30.11.2012; опуб. 27.08.2013, бюл. №16.
9. Пат. 78315 Україна, МПК B08B 9/04, C09K 8/52. В'язкопружний очисний поршень / Кондрат Р.М., Угриновський А.В., Петришак В.С., Огерук І.М.; заявник і патентовласник Івано-Франківський нац. техн. ун-т нафти і газу. – № u 201211740; заявл. 11.10.2012; опуб. 11.03.2013, Бюл. №5.
10. Угриновський А.В. Конструктивні особливості плунжерів для плунжерного піднімача та досвід їх застосування / А.В. Угриновський // Анотації міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика – 2011”. – м. Івано-Франківськ, 10-14 жовтня 2011. – С. 46.
11. Угриновський А.В. Експериментальні дослідження особливостей експлуатації рельєфних трубопроводів за наявності рідини в газовому потоці / А.В. Угриновський // Анотації міжнародної науково-технічної конференції “Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової галузі”. – м. Івано-Франківськ, 3-6 жовтня 2012. – С. 280-282.

12. Угриновський А.В. Дослідно-промислові випробування технології очищення викидних ліній свердловин за допомогою в'язкопружного поршня / А.В. Угриновський // Матеріали міжнародної науково-технічної конференції "Нафтогазова енергетика 2013". – м. Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013 р. – С. 59.

## АНОТАЦІЯ

Угриновський А.В. Удосконалення технології інтенсифікації роботи низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин за наявності рідини в продукції. – На правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.06 – розробка нафтових та газових родовищ. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2014.

Дисертація присвячена проблемі зменшення втрат тиску в стовбурі та викидній лінії свердловини шляхом винесення рідини з вибою за допомогою установки плунжерного піднімача і очищення внутрішньої порожнини шлейфів свердловин за допомогою гелевих поршнів.

Розроблено експериментальну установку плунжерного піднімача та виготовлено ряд діаметрів плунжерів за величини зазору між плунжером і піднімальною колоною від 0,6 до 2,6 мм. Проведено експериментальні дослідження винесення рідини із вибою свердловини за допомогою установки плунжерного піднімача при безперервній роботі плунжера в свердловині за постійної подачі рідини на вибій. Встановлено величину оптимального зазору між плунжером і піднімальною колоною, яка для умов досліджу становить 1-1,4 мм.

Уточнено методику розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача для плунжера, виконаного у вигляді пустотілого циліндра, яка дає змогу урахувати масу плунжера і його геометричні розміри у поєднанні з динамічними параметрами газового і рідинного потоків.

Експериментальними і теоретичними дослідженнями встановлено граничні швидкості руху газу для повного винесення рідини, яка накопичилась у понижених ділянках промислового газопроводу в процесі його експлуатації.

Експериментально встановлено тривалість розчинення в'язкопружного поршня у прісній воді, мінералізованій воді та у прісній і мінералізованій воді з додаванням конденсату.

Удосконалено технології винесення рідини з низьконапірних обводнених газових і газоконденсатних свердловин за допомогою установки плунжерного піднімача та очищення викидних ліній свердловин від скупчень рідини за допомогою в'язкопружного поршня.

Ключові слова: свердловина, викидна лінія, газ, вода, технологія, плунжерний піднімач, поршень.

## АННОТАЦИЯ

Угриновский А.В. Усовершенствование технологии интенсификации работы низконапорных газовых и газоконденсатных скважин при наличии жидкости в продукции. – На правах рукописи.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.15.06 – разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, 2014.

Диссертация посвящена проблеме уменьшения потерь давления в стволе и выкидной линии скважины путем вынесения из забоя жидкости с помощью установки плунжерного лифта и очистки внутренней полости шлейфов скважин с помощью гелевых поршней.

Разработана экспериментальная установка плунжерного лифта и изготовлены плунжеры различных диаметров с целью получения зазора между плунжером и подъемной колонной от 0,6 до 2,6 мм. Проведены экспериментальные исследования вынесения из забоя скважины жидкости с помощью установки плунжерного лифта при непрерывной работе плунжера и постоянной подаче жидкости на забой. Установлена величина оптимального зазора между плунжером и лифтовой колонной, которая для условий опыта составила 1-1,4 мм.

Экспериментально и теоретически исследован характер связи между скоростью падения корпуса плунжера в лифтовой колонне и скоростью восходящего потока жидкости и газа.

Уточнена методика расчета параметров работы установки плунжерного лифта для плунжера, изготовленного в виде пустотелого цилиндра, позволяющая учесть соответствие массы и геометрических размеров плунжера с динамическими параметрами газового и жидкостного потоков.

Разработана экспериментальная установка рельефного промышленного газопровода с возможностью изменения угла наклона восходящего участка к горизонтальной оси от 5 до 20°.

Экспериментальными и теоретическими исследованиями установлены предельные скорости движения газа для полного вынесения жидкости, накопившейся в пониженных участках промышленного газопровода в процессе его эксплуатации.

Экспериментально установлена продолжительность растворения вязкоупругого поршня в пресной и минерализованной воде с и без добавления конденсата.

Предложенный вязкоупругий поршень совершенно нерастворим в конденсате, а время его растворения в воде или в воде с добавлением конденсата колеблется от 35 мин. до почти трех часов. Минерализация воды в незначительной степени влияет на время его полного растворения. Время растворения поршня с низким содержанием КМЦ увеличивается на 5-10 % по сравнению с временем

растворения в пресной воде, а с увеличением содержания КМЦ до 28 % время растворения увеличивается на 20-25 %.

Усовершенствованы технологии вынесения жидкости из низконапорных обводненных газовых и газоконденсатных скважин с помощью установки плунжерного лифта и очистки выкидных линий скважин от скоплений жидкости с помощью вязкоупругого поршня.

Ключевые слова: скважина, выкидная линия, газ, вода, технология, плунжерный лифт, поршень.

## ABSTRACT

Uhrynovskiy A.V. Improvement of the intensification technology of low pressure gas and gas condensate wells operation in the presence of liquid in the production stream. – The manuscript.

Thesis of the Candidate of Technical Sciences scientific degree gaining according to the major 05.15.06 – Development of Oil and Gas Fields. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2014.

The thesis is devoted to the problem of reducing the pressure losses in the wellbore and gathering line by liquid removing from the bottomhole with plunger lift and cleaning well pipeline inner surface using gel pistons.

The experimental setup of plunger lift was developed and a number of plungers of different diameters for clearance between the plunger and tubing from 0.6 mm to 2.6 mm was produced. The experimental research of liquid lifting from bottomhole with plunger lift in continuous of continuous operation and constant liquid supply to the bottomhole was conducted. The optimum clearance size between the plunger and tubing was determined, which for the experiment conditions is 1-1.4 mm.

The method of calculation plunger lift operation parameters was defined for plunger which is performed as a hollow cylinder, which allows taking into account plunger mass and its size in combination with the dynamic parameters of the gas and liquid flows.

Critical gas velocity for complete liquid removal from the lowered parts of gathering line during its operation was established using experimental and theoretical studies.

The time of viscoelastic piston dissolution in fresh water, mineralized water and in fresh and mineralized water with gas condensate was established experimentally.

The technologies of liquid removal from the low pressure flooded gas and gas condensate wells with plunger lift and gathering lines cleaning with viscoelastic piston were enhanced.

Keywords: well, gathering line, gas, water, technology, plunger lift, piston.

НТБ  
ІФНТУНГ



an2434