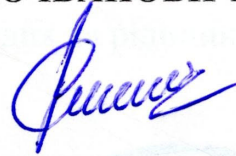


Івано-Франківський національний технічний  
університет нафти і газу

На правах рукопису

БРАТАХ МИХАЙЛО ІВАНОВИЧ



✓ УДК 622.691.4 (043)  
Б 87

ОЦІНКА ГІДРАВЛІЧНОГО СТАНУ ПРОМИСЛОВИХ ГАЗОПРОВІДІВ І  
РОЗРОБКА СПОСОБУ ЇХ ОЧИСТКИ

Спеціальність 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

*Всі примірники  
дисертації ідентичні  
за змістом*

*Великий  
секретар Корига О.В.  
02.01.08*

Науковий керівник  
доктор технічних наук  
професор Тимків Д.Ф.

*Підписує Корига О.В.  
02.01.08*



Івано-Франківськ – 2008

## ЗМІСТ

ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ПРИЧИН УТВОРЕННЯ ТВЕРДИХ ТА РІДИННИХ НАКОПИЧЕНЬ В ПОРОЖНИНІ ГАЗОПРОВОДІВ	11
1.1 Характеристика об'єкта досліджень	12
1.2 Систематизація причин утворення твердих та рідинних накопичень в порожнині газопроводів	14
1.3 Аналіз методів визначення кількості рідини в порожнині газопроводів	28
1.4 Огляд літературних джерел щодо залпових викидів рідини з порожнини газопроводу	33
1.5 Задачі досліджень	35
РОЗДІЛ 2 РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ЗАЛПОВОГО ВИКИДУ РІДИНИ З ГАЗОПРОВОДУ	37
2.1 Функціональні залежності для визначення межі розділення між рідиною і газом в рельєфних газопроводах	38
2.2 Побудова геометричних параметрів рідинної пробки в застійній зоні газопроводу	44
2.3 Математичні моделі залежності функціональної умови критичного кута до дзеркала рідини	47
2.4 Результати реалізації математичні моделі залежності функціональної умови критичного кута до дзеркала рідини	48
2.5 Розрахунок критичного об'єму забруднень в порожнині газопроводу, що відповідає умові залпового викиду	50
2.6 Висновки до другого розділу	51
РОЗДІЛ 3 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ І ПОБУДОВА ЕМПІРИЧНОЇ РЕГРЕСІЙНОЇ ЗАЛЕЖНОСТІ СТУПЕНЯ ЗАПОВНЕННЯ РЕЛЬЄФНОЇ ДІЛЯНКИ ГАЗОПРОВОДУ РІДИННИМИ ЗАБРУДНЕННЯМИ	53
3.1 Аналіз якісного складу забруднень в порожнині газопроводу	53
3.2 Розробка регресійної моделі ступеня заповнення порожнини	



газопроводу рідиною на основі експериментальних досліджень	57
3.3 Дослідження динаміки об'єму забруднень в порожнині газопроводів, що транспортують газ газоконденсатних родовищ	76
3.4 Створення програмно-розрахункового комплексу для обробки даних за методикою параметричного діагностування газопроводу	91
3.5 Висновки до третього розділу	96
<b>РОЗДІЛ 4 РОЗРОБКА СПОСОБУ ОЧИСТКИ ДІЛЯНОК ГАЗОПРОВОДУ І РЕЗУЛЬТАТИ ЙОГО ВПРОВАДЖЕННЯ</b>	<b>98</b>
4.1 Аналіз технічного рівня техніки та технології очистки газопроводів з нерівнопрохідною арматурою	98
4.2 Розробка способу очистки внутрішньої порожнини газопроводу	105
4.3 Аналіз результатів впровадження способу очистки внутрішньої порожнини газопроводів від накопичених забруднень	109
4.4 Розрахунок економічного ефекту від впровадження заходів щодо очистки порожнини газопроводів високошвидкісним потоком газу	116
4.5 Висновки до четвертого розділу	119
<b>ВИСНОВКИ</b>	<b>121</b>
<b>ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b>	<b>123</b>
<b>ДОДАТКИ</b>	<b>135</b>

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ГКР	газоконденсатне родовище
ГПУ	газопромислове управління
ГРП	газорозподільний пункт
ГР	газове родовище
ГРС	газорозподільна станція
ГС	головні споруди
ДК	Дочірня компанія
ДКС	дотискувальна компресорна станція
кр.	кран
КС	компресорна станція
МГ	магістральний газопровід
мех.	механічний
НГП	нафтогазопромисел
НДР	науково-дослідна робота
ПГРС	промислова газорозподільна станція
ОС	оперативна система
сврд.	свердловина
ТЕЦ	теплова електроцентраль
ТТР	температура точок роси
УКІП	установка комплексної підготовки газу
УМГ	управління магістральних газопроводів
ШБКБ	Шебелинка – Белгород – Курськ – Брянськ
ШПК	Шебелинка – Полтава - Київ

## ВСТУП

### **Актуальність теми**

Енергетична безпека України як газовидобувної держави насамперед пов'язана із стабілізацією і зменшенням темпів падіння обсягів видобування газу з власних родовищ. Вирішення низки цих проблем відіб'ється у підвищенні ефективності експлуатації як промислових, так і магістральних газопроводів, підвищенні надійності експлуатації обладнання, запобіганні аварійним відмовам. Як питання збільшення обсягів видобутку газу, так і своєчасна і безперебійна подача його споживачам тісно пов'язані із мінімізацією втрат тиску газу під час його транспортування системою газопроводів. Тому скорочення основної складової втрат тиску під час транспортування газу: втрат тиску в місцевих опорах, викликаних наявністю забруднень рідинного та твердого типу в порожнині газопроводів шляхом їх ідентифікації, визначення кількісного і якісного вмісту, утилізуванню, скероване саме на підвищення ефективності експлуатації газопроводів, які транспортують газ, видобутий в Україні, що в свою чергу сприяє забезпеченню її енергетичної безпеки.

Перерозподіл мас рідини ділянками газопроводу внаслідок досягнення величини критичного об'єму забруднень на одній з них або зміни режиму експлуатації газопроводу призводять до залпових викидів рідини з порожнини газопроводу до технологічного обладнання ГРС, КС, спонукають аварійні відмови обладнання, забруднення навколишнього середовища, припинення подачі газу споживачам.

Розробка покликана на підвищення ефективності експлуатації промислових і магістральних газопроводів, що транспортують газ власного видобутку, запобіганні аварійним відмовам обладнання, підвищення надійності експлуатації системи в цілому.

### **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами**

Роботу виконано в рамках Національної програми "Нафта і газ України до 2010 р." і галузевої програми "Перспективи стабілізації та нарощування видобутку газу, газового конденсату і нафти" від 20 грудня 2000р.

Дослідження вибраного напрямку проводились в рамках виконання науково-дослідних робіт, базових для підготовки і подання дисертаційної роботи: 45.153/2006-2006 (договір № 200 УГВ/2005-2005) “Дослідження режимів роботи системи “свердловина – УКПГ – траса газопроводів кільцевого колектора – ДКС – споживач газу” в умовах зниження тиску на вході в Червонодінецьку ДКС і зниження перепаду тиску між її складовими частинами для Харківського промислового регіону”, 45.930/2005-2005 «Розробити методику визначення об’єму забруднень в газопроводах-відгалуженнях» (договір №05-05/11 УТГ) та 45.740/2005-2005 “Впровадження та авторське супроводження СОУ “Газопроводи магістральні. Методичні положення для визначення об’єму забруднень в газопроводах-відводах”,

### **Мета і завдання дослідження**

Метою роботи є підвищення ефективності експлуатації промислових газопроводів шляхом розробки способу визначення об’єму рідинних забруднень, що формується в їх порожнині під впливом чинників, прогнозування залпового викиду рідини з порожнини газопроводу, розробки заходу щодо очистки порожнини газопроводу від накопичених забруднень.

Вказана мета досягається шляхом вирішення таких задач дослідження:

1 Аналіз та систематизація причин утворення забруднень в порожнині газопроводу, їх якісного складу, методів кількісного визначення, залпових викидів рідини до технологічного обладнання.

2 Розробка математичної моделі залпового викиду рідини з газопроводу на основі теоретичних досліджень геометрії рідинного накопичення в застійній зоні газопроводу.

3 Дослідження впливу режиму роботи газопроводу і поздовжнього плану-профілю траси на ступінь забруднення його порожнини рідиною.

4 Розробка заходів щодо підвищення ефективності роботи газопроводів, які транспортують газ ГКР України, що працюють на виснаження, шляхом очистки їх порожнини від накопичених рідинних забруднень і запобігання залповим викидам рідини до технологічного обладнання ГРС, КС тощо.



*Об'єкт дослідження* - промислові і магістральні газопроводи, що транспортують газ власного видобутку (ГКР України).

*Предмет дослідження* - режими роботи газопроводів, експлуатація яких характеризується наявністю в застійних зонах (коліна газопроводу, понижені місця) забруднень рідинного типу.

*Методи дослідження.* У роботі використано методи математичного моделювання квазістаціонарних режимів роботи промислових і магістральних газопроводів, інтегральні перетворення, теорії узагальнених функцій, згладжування і диференціювання диспетчерських даних, даних польових досліджень і експериментальних даних, застосовано новітні комп'ютерні технології для одержання числових результатів досліджень.

**Положення, що захищаються:** закономірності впливу режиму експлуатації рельєфного газопроводу, включаючи швидкісний, якісного складу рідини та технічної характеристики газопроводу, на формування і динаміку рідинних забруднень в порожнині його ділянок.

### **Наукова новизна одержаних результатів**

Наукова новизна дисертаційної роботи полягає у розробці способів визначення об'єму забруднень в порожнині газопроводу на основі досліджень, які проводились вперше.

1 Одержано математичну модель процесу формування рідинних забрудників в порожнині труби, яка зв'язує режим роботи рельєфного газопроводу із певним ступенем заповнення його порожнини рідиною.

2 Удосконалено спосіб винесення рідини з порожнини газопроводу під впливом газового потоку або потоку більш легкої рідини, що тече на водяним або конденсатним «мішком», на основі якого отримано математичну модель залпового викиду рідини з газопроводу.

3 Отримано спосіб визначення об'єму забруднень і його динаміки в газопроводі, що являє собою рівняння залежності ступеня заповнення порожнини ділянки газопроводу від його режиму роботи, який характеризується коефіцієнтом гідравлічної ефективності, і кутом нахилу висхідних ділянок.

4 Удосконалено спосіб очистки газопроводів, що транспортують газ ГКР, шляхом створення високошвидкісного потоку газу.

### **Практичне значення отриманих результатів**

Проведене дослідження в рамках виконання науково-дослідних робіт підравлічного стану та визначення об'єму рідинних забруднень в порожнині газопроводів кільцевого колектору Шебелинського ГКР та міжпромислових газопроводів ГПУ «Харківгазвидобування», МГ Шебелинка-Харків, ШБКБ дало змогу впровадити заходи щодо зменшення перепаду тиску трасою газопроводів-колекторів і провести перерозподіл газових потоків в Харківському промисловому регіоні. Результатом проведених робіт є зниження перепаду тиску в газопроводах-колекторах до 0,1 - 0,25 МПа, за початкового тиску 1,07 - 1,4 МПа, подолання сезонної нерівномірності видобутку газу з родовища та відповідне збільшення видобутку газу. На основі проведених досліджень утилізовано до 300 м<sup>3</sup> рідинних і твердих забруднень з МГ Шебелинка-Харків, зменшено втрати тиску під час подачі газу Шебелинського ГКР споживачам Харківського промислового вузла, що підвищило надійність експлуатації об'єктів лінійної частини газопроводу.

Результати визначення об'єму забруднень в порожнині труби та пошуку причин появи залпових викидів на ГРС в зимово-весняний період експлуатації впроваджено в УМГ «Прикарпаттрансгаз» для газопроводу Пасічна – Тисмениця та системи колекторів в районі Битківської ДКС.

### **Особистий внесок здобувача**

Основні результати, які виносяться на захист, отримані дисертантом самостійно. Дисертантом виконано такі наукові дослідження:

1 Проаналізовано та систематизовано причини утворення забруднень в порожнині газопроводу, їх якісний склад на основі відібраних проб з діючих промислових газопроводів, методи кількісного визначення, та порівняно їх із даними щодо утилізування забруднень після очистки порожнини газопроводу [3, 4, 5, 7, 8, 11].

2 Розроблено математичну модель залпового викиду рідини з газопроводу на основі теоретичних досліджень геометрії рідинного накопичення в застійній зоні газопроводу [9, 11, 13].

3 Встановлено залежність між режимом роботи газопроводу і рельєфом траси його прокладання та ступенем забруднення його порожнини рідиною [1, 14, 15, 22], визначено динаміку об'єму забруднень в порожнині газопроводів протягом року і активацію процесу залпових викидів рідини з газопроводу [9, 12, 13, 16].

4 Розроблено і обґрунтовано заходи щодо підвищення ефективності роботи газопроводів, що транспортують газ ГКР, шляхом очистки їх порожнини від накопичених забруднень [6, 10, 17, 18, 19, 20, 21].

### **Апробація результатів дисертації**

Результати досліджень, що включено до дисертації апробовано на таких конференціях, нарадах:

- XII Міжнародна конференція “Ресурсоенергозбереження у ринкових відносинах” (14-17.04.2005 р., м. Ялта); Всеукраїнська науково-практична конференція: “Реалізація регіональних програм реформування та розвитку житлово-комунального господарства” (19-22.05.2005р. м. Алушта, АР Крим); 7-а Міжнародна науково-практична конференція “Нафта і газ України -2002” (31.10–01.11.2002 р., м. Київ); науково-практичний семінар: “Обеспечение эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта» (25-27 04.2005 р. м. Київ); III конференція молодих спеціалістів Дочірньої компанії “Укргазвидобування” (14-17.10.2003 р., м. Львів); Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених “Актуальні проблеми розвитку нафтогазової галузі” (5-8.12. 2005 р., м. Київ); 5-а Національна науково-технічна конференція і виставка “Неруйнівний контроль та технічна діагностика” (10-14.04.2006 р., м. Київ); Обеспечение эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта (17-18 квітня 2007 р., м. Київ).

### **Публікації**

За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 22 друкованих роботи, з яких одна робота є галузевим нормативним документом, 5 – матеріалами

конференцій, семінарів, нарад, 13 опубліковано в фахових виданнях України і 4 патенти.

### **Обсяг роботи**

Дисертаційна робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, додатків, списку використаних джерел. Обсяг дисертації становить 150 сторінки комп'ютерного тексту, в тому числі 116 сторінок основного тексту, вміщує 11 таблиць, 41 рисунок, 5 додатків. Перелік використаних джерел складає 133 назви.



## РОЗДІЛ 1

## АНАЛІЗ ПРИЧИН УТВОРЕННЯ ТВЕРДИХ ТА РІДИННИХ НАКОПИЧЕНЬ В ПОРОЖНИНІ ГАЗОПРОВОДІВ

Попри відсутність системного підходу до вирішення проблеми ідентифікації рідинних і твердих накопичень в порожнині промислових газопроводів, окремим складовим питанням присвячено детальну увагу. Широко розглядалось дослідниками Бруком В.А., Козієм В.М., Лур'є А.І. питання транспортної кондиційності газу на основі аналізу зміни вологовмісту потоків газу та температур точок роси. Дослідниками Ткаченком М.Ф., Бурнихом В.С., Кобцевим А.Ф. приділено значну увагу створенню способу ідентифікації місць рідинних накопичень в порожнині газопроводів, що транспортують газ газоконденсатних родовищ із низьким ступенем очистки газу, на основі ізобаричної конденсації важких вуглеводнів з газового потоку, що вилилось у створення ряду емпіричних залежностей для кожного з родовищ. Фахівцями науково-дослідних організацій Капцовим І.І., Одішарія Г.Є., Гусейновим Ч.С. широко розглянуто питання ідентифікації рідинних утворень і механічних домішок, враховуючи зростання шорсткості труб, на основі аналізу ефективності роботи газопроводів за зміною коефіцієнтів гідравлічної ефективності ділянок газопроводу. Дослідниками Чарним І.А., Галімовим А.К., V. Goldberg, Mahmood Moshfeghian розглянуто питання впливу режиму роботи газопроводу на зміну геометрії рідинної пробки в порожнині діючого газопроводу і розробки рівнянь, що корелюють визначення втрат тиску під час перекачування газового потоку. Російськими дослідниками Шагаповим В.Ш., Нігматуліним Р.І. розглянуто аспекти виникнення хвильових рухів рідини в посудинах, що працюють під тиском, і можливості виникнення залпових викидів рідини з газонафтових свердловин. Українськими фахівцями Рудніком А.А., Беккером М.В. запатентовано способи контролю утворення гідратів в порожнині газопроводів на основі аналізу температурного режиму.

## 1.1 Характеристика об'єкта дослідження

Об'єктом дослідження є газопроводи, які транспортують газ газоконденсатних родовищ України, що працюють на виснаження, режими роботи цих газопроводів, які характеризує коефіцієнт гідравлічної ефективності залежно від значення коефіцієнтів гідравлічного опору, на зростання яких впливає збільшення об'єму забруднень в порожнині труби внаслідок однієї або сукупності причин (механічне винесення рідини з сепараторів, наявність трасою газопроводів термодинамічних і гравітаційних умов щодо конденсації рідини з газового потоку тощо).

До газопроводів, що транспортують газ газоконденсатних родовищ віднесемо:

1. газопроводи систем збору і видобутку газу ГҚР, а саме:

- шлейфи свердловин;
- газозбірні колектори, газ якими подається на дотискувальну компресорну станцію (ДКС), головні споруди (ГС) тощо;

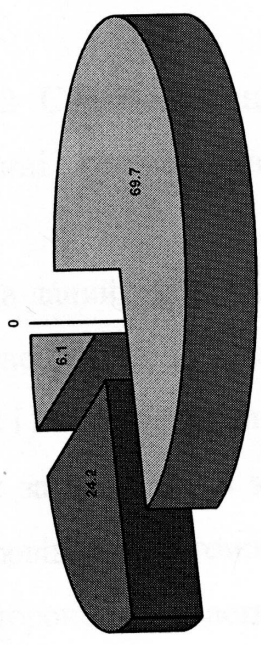
- промислові і міжпромислові газопроводи, якими газ подається з однієї УКПГ або збирається з декількох УКПГ і подається до магістрального газопроводу чи безпосередньо споживачу;

2. магістральні газопроводи, що транспортують газ власного видобутку від промислів споживачам.

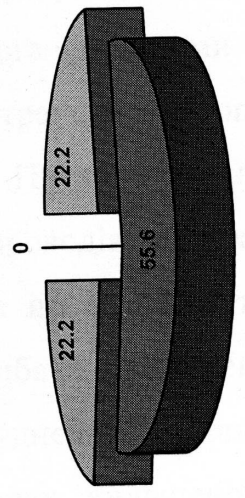
На даний час запаси газу і пластовий тиск газу на родовищах України поступово зменшуються. Величина пластового тиску визначає тиск в газопроводах системи видобутку і збору газу і міжпромислових газопроводах. Величину тиску в газопроводах-відводах, що подають газ до магістрального газопроводу, визначає тиск в останньому та втрати тиску на транспортування.

На рис. 1.1 подано розподіл промислових газопроводів за величиною робочого тиску. Якщо для ГПУ "Харківгазвидобування" та "Полтавагазвидобування" частина газопроводів з величиною середнього тиску від 20 до 64 кгс/см<sup>2</sup> сягає 73 – 78% відповідно, то більшість газопроводів, що обслуговують ГПУ "Шебелинкагазвидобування" та "Львівгазвидобування" експлуатуються за тиску до 20 кгс/см<sup>2</sup> (69,7 і 75,5 % відповідно).

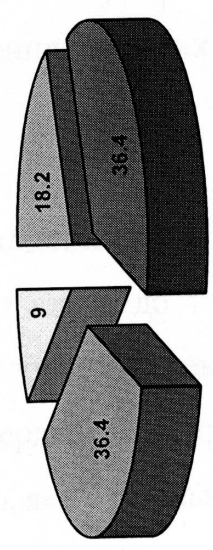
Розподіл газопроводів промислових газопроводів ГПУ "Шебелинкагазвидобування" за величиною робочого тиску



Розподіл газопроводів промислових газопроводів ГПУ "Полтавагазвидобування" за величиною робочого тиску



Розподіл газопроводів промислових газопроводів ГПУ "Харківгазвидобування" за величиною робочого тиску



Розподіл газопроводів промислових газопроводів ГПУ "Львівгазвидобування" за величиною робочого тиску

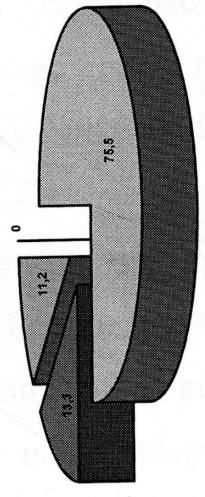


Рис. 1.1 - Розподіл промислових газопроводів за величиною робочого тиску:

- до 20 атм
- від 20 атм до 40 атм
- від 40 атм до 64 атм
- вище за 64 атм

Зростання об'єму забруднень в порожнині газопроводу призводить до зростання втрат тиску в місцевих опорах, внаслідок утворення в понижених місцях траси газопроводу застійних зон рідини, гідравлічних пробок тощо.

Враховуючи те, що більшість газопроводів ДК «Укргазвидобування» експлуатують на пониженому тиску, гостро постає питання транспортування газу із якомога меншими перепадами тиску до найближчих споживачів або до магістрального газопроводу.

Питання зменшення втрат тиску під час транспортування газу системою газопроводів, що транспортують газ ГКР, передбачає ряд заходів, серед яких чільне місце посідає очистка порожнини газопроводів від накопичених забруднень, що передбачає вирішення низки питань щодо збору і утилізації певного об'єму забруднень. В останній час багато уваги також приділено перерозподілу потоків в регіонах збільшеного споживання газу і подачу його системою газопроводів із забезпеченням якомога менших перепадів тиску [23].

Крім того, економія енергоресурсів в Україні має передбачити споживання газу власного видобутку і його подачу системою діючих газопроводів із зменшенням енерговитрат на компримування газу на КС і ДКС шляхом зменшення втрат тиску газу під час його транспортування.

## 1.2 Систематизація причин утворення твердих та рідинних накопичень в порожнині газопроводів

На даний час більшість родовищ знаходяться на завершальній стадії експлуатації, поступове зниження пластового тиску призводить до того, що обладнання на УКПГ, шлейфи і газопроводи системи видобутку та збору газу експлуатуються на тисках значно менших за проектні, а зниження дебіту свердловин є причиною транспортування газу трубопровідною системою з продуктивністю, яка у декілька разів менша за проектну. Це з одної сторони відбивається у зменшенні швидкостей транспортування газу, що сприяє за певних термодинамічних умов осадженню значної кількості рідинних забруднень вже в шлейфах свердловин, з іншої - у неефективній роботі сепараційного обладнання на УКПГ,



що в цілому призводить до збільшення перепадів тиску трасою газопроводів системи збору і видобутку газу, які (перепади) виникають внаслідок часткового або повного перекриття перерізу труби. Результатом накопичення значних об'ємів рідини в порожнині газопроводів та шлейфів є збільшення гідравлічного опору окремих їх ділянок, що в підсумку являється причиною зменшення видобутку газу з свердловини.

Проблемі забруднення внутрішньої порожнини газопроводів приділено значну увагу, особливо в час розквіту газовидобувної галузі в колишньому СРСР. Але значна частина дослідників звертає увагу більше на магістральні газопроводи, природний газ в яких пройшов декілька ступенів очистки від УКПГ, ГС до КС і відповідає технічним умовам. Отже, автори розглядають проблему зменшення шорсткості труб, тим самим намагаючись підвищити пропускну здатність магістральних газопроводів, що було доволі актуально на ті роки, коли з року в рік намагалися якомога швидше видобути всі запаси родовищ України [24-26]. У більш ранній період станом на 60-70 рр. минулого сторіччя можна знайти дослідження ефективності роботи газопроводів, які транспортують газ до очищення на УКПГ або ж після його попередньої очистки. На цей час набувають популярності методи вилучення накопиченої рідини шляхом продування ділянок з розрізом труби, що веде за собою стравлювання значних об'ємів газу, врізання різноманітних засобів відведення рідини (дрипи різних конструкцій, дренажні трубки тощо), застосування для очистки газопроводів поршнів із сферичною оболонкою [27-31]. На жаль, час розвалу колишньої держави і становлення нової позначився на тому, що, внаслідок недбалого відношення до обстеження та технічного обслуговування обладнання лінійної частини газопроводів, значна частина парку дрипів вийшла з ладу або працює неефективно. Станом на 80-90 рр. минулого сторіччя багато уваги приділяється дослідженням двофазного потоку, розробляють моделі руху газу і рідини в трубах, створюють нові способи визначення кількості рідини в порожнині газопроводу та способи вилучення рідини з газопроводу шляхом створення імпульсного режиму робочого потоку газу, модернізують пристрої для відведення рідини [32-40]. За кордоном на цей час приділяється значна увага очистці внутрішньої порожнини газопроводу методом пропускання очисних пристроїв

різних конструкцій, розроблюються методи очищення порожнини шлейфів і газопроводів гелевими поршнями та поверхнево-активними речовинами, та методи уточнених розрахунків гідравлічного стану газоконденсатних газопроводів [41-45]. Крім того завдяки створенню модернізованого сепараційного обладнання значно покращується очистка газу на промислах.

Однак за дослідженнями, проведеними в останні роки співробітниками УкрНДІгазу, більшість з перелічених методів підвищення ефективності роботи газопроводів через брак коштів доволі рідко запроваджувались в Україні [7].

Протягом 2002-2004 рр. ДК “Укргазвидобування” збільшує видобування газу шляхом розвідки нових перспективних газовидобувних районів, значного підвищення робіт по бурінню і введенню свердловин в дію, зменшення тиску на усті свердловин до мінімально можливих значень, що уможливають його перекачування під дією пластового тиску до ДКС, перерозподілу газових потоків в районах найбільшого споживання власного газу. Але на базі останніх двох з перелічених способів збільшення видобутку газу виникає проблема забезпечення якомога менших перепадів тиску трасою газопроводу: чи то газопровід, що транспортуватиме газ від промислу до споживачів, чи газопровід (шлейф), що транспортує газ до УКПГ або від УКПГ до ДКС.

Першопричинами зростання втрат тиску під час транспортування газу є зниження експлуатаційного тиску за сталого об’єму перекачування, що позначається на втратах тиску на тертя, та утворення певного об’єму забруднень в порожнині труби, що позначається на зростанні втрат тиску в місцевих опорах.

Є доволі багато причин, що спонукають до наявності рідинних забруднень у порожнині газопроводів системи видобутку та збору газу:

1 Наявність вже накопиченої рідини в порожнині газопроводу від початку його експлуатації. Причиною цього є те, що більшість газопроводів введено в дію у 60-70 рр. минулого сторіччя, а за цей час внаслідок недостатньої продувки газопроводу після гідровипробування, несвоєчасного введення сепараційного обладнання в експлуатацію, неякісної підготовки газу, незабезпечення температурного режиму в газопроводі тощо рідинні забруднення поступово

накопичувались в газопроводах. Як вже згадувалось, даних про періодичну очистку їх ділянок немає, отже єдиним шляхом очистки ділянок було їх самоочищення в періоди збільшення газоподачі, що супроводжувалось залповими викидами рідини на ГРС, КС чи інших кінцевих пунктах призначення.

2 Аварійні відмовлення на УКПГ та УППГ, ремонт або заміна їх сепараційного обладнання.

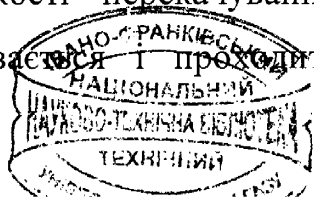
3 Експлуатація сепараційного обладнання на таких режимах, що не справляються з відділенням рідинної фази. Цьому сприяє те, що сепараційне обладнання експлуатується з продуктивністю, яка значно переважає номінальну за паспортними даними, або неправильно підібрані параметри тиску і температури в сепараторі.

4 Зміна складу газоконденсатної системи під час розробки газоконденсатного родовища на виснаження. Результатом цього процесу є те, що встановлена на початку розробки родовища величина тиску максимальної конденсації з часом може видатися недостатньою для оптимальної умови відділення конденсату від газу в трапах.

5 Незабезпечення температурного режиму трасою газопроводу. В системі видобутку, збору і переробки нафти, газу і газового конденсату в один газопровід можуть працювати декілька УКПГ. Підготовка газу на кожному з них різна, отже і точка роси вуглеводнів і вологи в газі, що виходить з кожної УКПГ є різною, температура газу може відрізнитися між собою в доволі широких межах. Перемішування газових потоків з кожної УКПГ призведе до того, що газ однієї з УКПГ буде понижувати точку роси газу іншого УКПГ, що супроводжуватиметься процесом випадіння важких вуглеводнів і рідини з газорідинного потоку.

З іншого боку чинні нормативні документи встановлюють точку роси газу на вході в газопровід нижчою за температуру газу, але не регламентують її значення [46]. Зниження температури газу під час транспортування за межу точки роси сприятиме конденсації рідини з газового потоку.

6 Експлуатація газопроводів на пониженій витраті. Результатом цього є зниження швидкостей газу на ділянці газопроводу. За умови забезпечення швидкості перекачування більше за 12-15 м/с суттєвого осаду рідини не відбувається і проходить процес самоочищення газопроводу, при зменшенні



швидкості до 5-11 м/с відбувається аперіодичний хвильовий рух рідини, що супроводжується викиданням її з коліна, за умови зменшення швидкості нижче за 5 м/с має місце процес поступового накопичення рідинних забруднень.

Систематизацію причин утворення забруднень в порожнині газопроводів подано на рис. 1.2.

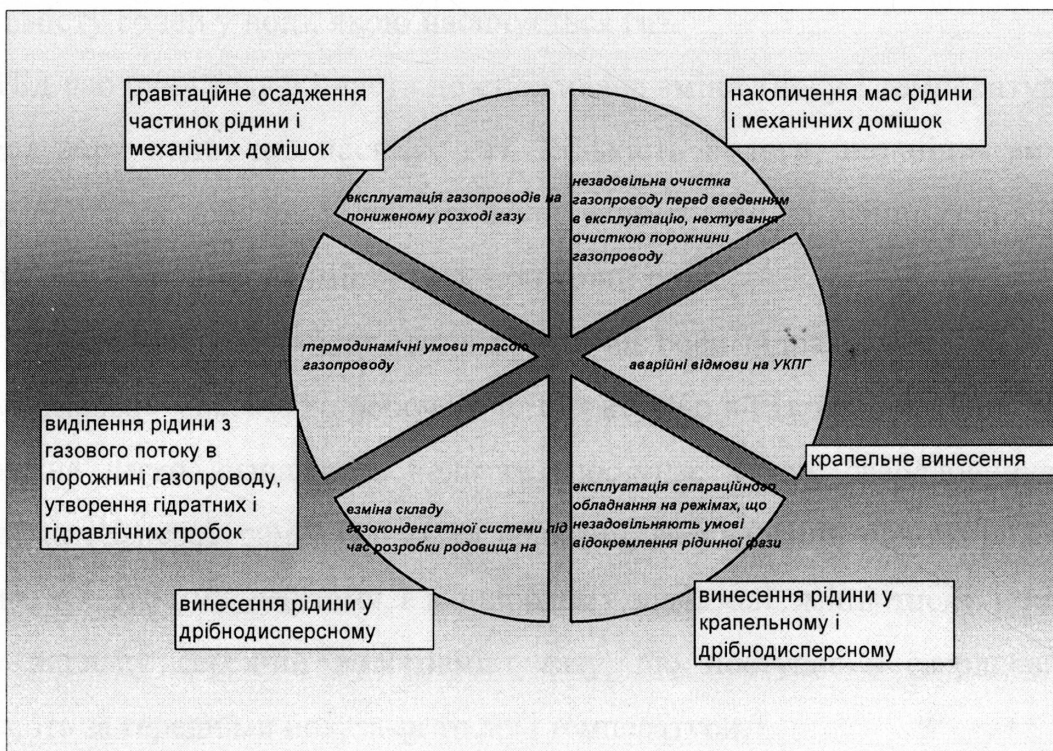


Рис.1.2 - Систематизація причин утворення забруднень в порожнині газопроводу

Крім того необхідно зауважити, що наявність в газопроводі місцевих опорів, спричиняє зміну температурного режиму, що як згадувалось спонукає до випадіння важких фракцій з двофазового потоку. Роль таких місцевих опорів можуть відігравати самі рідинні накопичення у понижених місцях трубопроводу.

В свою чергу повна сепарація газу є складною операцією і пов'язана з великими капіталовкладеннями, що значно збільшить собівартість газу і конденсату. Отже, газ, що поступає в газопровід, міститиме деяку кількість рідини, що буде зважено у газовому потоці у вигляді найдрібніших крапель.

Нижче будуть розглянуті способи визначення кількісного вмісту рідини і твердих забруднень в газових потоках, контролю за їх накопиченням в порожнині газопроводів і методи визначення їх кількісної і якісної характеристики:



## 1 Вологовміст природних газів.

За рахунок того, що нафто- та газовмісні породи містять в собі воду (підшовову, крайову та зв'язану), гази нафтових, газових та газоконденсатних родовищ насичуються парами води в умовах, визначених тиском та температурою пласта. Вміст вологи в газі залежить від його складу, тиску і температури пласта, а також вмісту солей у воді, якою насичується газ.

Під час руху газу з пласта до споживача зміна тиску і температури впливають на вміст пари води, що насичує газ. Кількість вологи, що підлягає осушуванню розраховують як добуток кількості осушуваного газу на різницю вологовмісту газу до осушування та вологовмісту газу при точці роси.

Вологовміст природних газів при точці роси підраховують за заданим тиском газу і мінімально можливою робочою температурою в газопроводі. Вологовміст газу до осушування легко визначають коли газ поступає з усіх свердловин з однаковими тисками та температурами. Однак на практиці, свердловини одного родовища можуть працювати з різними дебітами і в широкому діапазоні зміни тиску і температури. В такому випадку середній вологовміст газу, що поступає з свердловин на УКПГ визначають за середніми показами тиску і температури.

На теперішній час в Україні на модернізованих газовидобувних підприємствах застосовують обладнання, що практично повністю виключають попадання вологи в газопровід [47,48]. Однак повністю вилучити вологу з газового потоку, особливо на старих промислах, на яких застосовують обладнання гатунку 70-80-х років минулого сторіччя, неможливо.

Крім того, вологовміст газу вже під час його транспортування газопроводами системи видобутку і збору газу може зрости внаслідок проходження ним місць накопичення рідини, так званих “природних пасток рідини”. Наявність рідини в цих “пастках” обумовлює або недостатня продувка газопроводу після закінчення комплексу будівельно-монтажних робіт, будівництво газопроводу на випередження введення в експлуатацію УКПГ [49].

Позначитись на збільшеному вологовмісті газу може і неякісна робота сепараційного обладнання. Адже деякі родовища можуть давати газ з високою

температурою виходу, внаслідок чого велика маса рідини у пароподібному стані виходить у газозбірний колектор. Таким чином транспортування газу супроводжуватиметься конденсацією вологи з газового потоку шляхом зменшення температури газу до температури ґрунту [50].

З іншого боку перехід вологи в пароподібну фазу в сепараторах може відбутись і за доволі низьких температур газу, коли газ нагрівається проходячи порожнину сепаратора, яка у свою чергу нагріта під дією сонячних променів. Ще одним фактором може стати несправність сепараційного обладнання через несвоєчасно проведене технічне обслуговування [51].

На вологовмісті газу позначається і падіння пластового тиску в родовищах, що працюють на виснаження. Особливо це є актуальним для ДК “Укргазвидобування”, де практично всі родовища знаходяться на завершальній стадії розробки.

Найбільше розповсюдження серед методів визначення вмісту водяних парів та точки роси природних газів отримав конденсаційний метод, що заключається в вимірюванні температури рівноваги між утворенням і випаровуванням роси на поверхні металевого дзеркала, що контактує з газом, який аналізують. Метод застосовують для визначення температури точки роси по волозі в газах, що не містять крапельної рідини і точка роси по вуглеводням не перевищує точку роси по волозі більш ніж на 5 °С.

За умови більшого вологовмісту природного газу, коли об’ємна доля вологи не перевищує 0,2 %, застосовують електролітичний метод, а за умови вмісту в газі водяних парів в об’ємі 100 мг/м<sup>3</sup> застосовують абсорбційний метод [52].

Контроль якості газу, що транспортується системою промислових і магістральних газопроводів від промислів до найближчої компресорної станції, здійснюється на вході в КС. Крім того щодобовий контроль за кондиційністю газу здійснюють на промислах.

Проблему визначення, який саме з потоків газу, що надходить до газопроводу, є більш вологим і позначається на кондиційності експортної суміші газів долають на підставі вимірювань точок роси в газопроводах до змішування

потоків і після змішування, визначають чи існує зріджена волога в потоці газу, що надходить до КС. Вимірювання точок роси мають проводити як в газопроводі, що віддає газ, так і в газопроводі, що приймає газ. Після проведення вимірювання точки роси мають зводитись до тиску 3,92 МПа.

Отже баланс вологи під час змішування газових потоків визначають виходячи з вологовмісту і об'ємів газу в газопроводах, що надають і приймають газ [53].

За методами визначення вологовмісту природного газу можна визначити джерело надходження некондиційного газу до порожнини газопроводу із кількісним вмістом вологи в 1 м<sup>3</sup> газу, наявність некондиційного газу в деякій точці газопроводу, а також визначити відповідність якості газу до вимог нормативних документів.

Вимірювання точки роси в газопроводах дозволяє: безпосередньо контролювати вологість газу, визначити наявність в газових потоках зрідженої вологи, приймати рішення щодо наявності в газопроводі термодинамічних умов щодо конденсації водяної пари з газового потоку.

Але методи визначення вологовмісту природного газу дають лише перелік причин появи некондиційного газу і не визначають об'ємів накопиченої технічної рідини в порожнині газопроводу.

## 2 Конденсати в газопроводах

Більшість родовищ, що експлуатують на даний час в Україні, є газоконденсатними. Серед них найбільш потужні родовища Шебелинсько-Хрестищенської групи ГПУ "Шебелинкагазвидобування", Юліївське і Степове ГKR ГПУ "Харківгазвидобування", Машівське та Яблунівське ГKR ГПУ "Полтавагазвидобування" тощо. Їх доля в загальному видобутку газу з газоконденсатних родовищ України складає близько 90%.

В статичних пластових умовах газ та конденсат знаходяться в однофазовому стані. Але в процесі відбору газу відбувається порушення термодинамічних умов, та важкі фракції вуглеводнів конденсуються. Інтенсивність конденсації тим більша, чим менше температура газоконденсатної суміші. Для ізотермічного процесу зростання тиску на початковому етапі сприяє зростанню конденсації, а потім за

умови подальшого підвищення тиску зменшується кількість рідинних фракцій немовби розчинюючи їх у газовому потоці. Це явище набуло назви зворотної чи ретроградної конденсації. Тому під час проведення низькотемпературної сепарації газу шукають межу тиску максимальної конденсації для вилучення якомога більшої кількості конденсату з газового потоку [54,55].

Конденсат являє собою не менш цінний продукт ніж газ, адже не містить смолистих речовин і сірчастих з'єднань, а товарні продукти, що отримано з конденсату на газопереробних заводах, як правило, не вимагають додаткової очистки.

Як зазначалося вище, внаслідок того, що повна сепарація газу є важким процесом, що вимагає великих капіталовкладень, то в трубопровід разом з газом попадає певна кількість конденсату, зваженого у газовому потоці у вигляді найдрібніших частинок, які за певних термодинамічних умов в газопроводі можуть випадати з газового потоку.

Більш крупні краплі конденсату можуть виноситись в газопровід з сепараційного обладнання механічно, внаслідок або неправильно підібраних умов сепарації, або за умови роботи сепаратора на підвищеній витраті. На кількість винесеної крапельної рідини з сепараторів впливає і експлуатація їх на пониженому тиску, внаслідок чого, конденсат, що залишився в газі і надійшов до газопроводу, поступово осаджується, утворюючи накопичення в понижених місцях траси газопроводу. Крім того, як зазначалося, під час роботи газоконденсатного родовища на виснаження, склад газоконденсатної суміші може змінитися, що тягне за собою зміну встановленої раніше величини тиску максимальної конденсації. В результаті порушуються умови оптимального відбиття конденсату в сепараційному обладнанні [56,57].

На кількість винесеного конденсату можуть вплинути і атмосферні умови експлуатації сепаратора, наприклад, нагрівання сепаратора сонячним промінням [58].

По суті наявність конденсату в газопроводі призводить до транспортування двофазової суміші в порожнині газопроводу, що позначається у збільшенні енергії на перекачування. Оцінюють кількість конденсату, що надходить до газопроводу, шляхом визначення величини об'єму рідини, що постійно надходить до його порожнини, а саме:

- дослідженням механічного винесення важких фракцій з сепаратора, шляхом вловлювання їх у малогабаритній сепараційній установці;
- дослідженням винесення дрібнодисперсного конденсату в газовому потоці, шляхом аналізу проб газу, після його попередньої сепарації.

Незадовільна робота сепараційного обладнання на УКПГ є головною причиною винесення з газовим потоком крапель рідини до порожнини газопроводу. Винесення крапель конденсату може бути результатом несправності обладнання; аварійного викиду, внаслідок відмови однієї з систем; роботи сепараційного обладнання на підвищених швидкостях, зумовлених падінням тиску у газозбірній системі або його перевантаженням.

Дослідження виконують на основі аналізу проб газу, відібраних в точках на вході і виході газу із сепараторів та у вихідному колекторі за допомогою малогабаритної сепараційної установки (МГСУ-100) та фільтр-патрона для виявлення рідини та механічних домішок ваговим методом в потоці газу, який пройшов МГСУ.

Ефективність роботи сепараторів контролюють за двома показниками:

- коефіцієнтом ефективності роботи сепаратора [55]  $\eta = \frac{G_1 - G_2}{G_1} \times 100, \%$ ,

де  $G_1, G_2$  – вміст скрапленої рідинної фази в потоці газу на вході і виході з досліджуваного сепаратора, г/м<sup>3</sup>;

- швидкістю газу в апаратах шляхом порівняння її із допустимою [59].

Такі способи дають змогу оцінити ефективність роботи апаратів і сепараційного обладнання на УКПГ, ДКС, ГС, КС, тобто визначити кількість рідини, що механічно виноситься до порожнини труби. Але як температура оточуючого середовища, так і завантаження сепаратора протягом року, місяця, доби вплинуть на кількість рідини, що поступатиме в порожнину газопроводу. Отже даний метод оцінює причину надходження конденсату в порожнину газопроводу і пошук шляху її усунення.

Спосіб визначення кількості дрібнодисперсного конденсату, що виділяється в газопроводі, шляхом аналізу зміни точки роси базується на замірі температур точок

роси газу по вуглеводням в початковому і кінцевому пунктах та визначенні розрахункової залежності між значенням температури точки роси та тиску [60].

Питому кількість конденсату, що виділяється на досліджуваній ділянці газопроводу визначають за  $\beta$  - інтенсивністю ізобаричної конденсації транспортованого газу в початковій точці досліджуваної ділянки газопроводу,  $\text{см}^3/\text{м}^3 \cdot \text{град}$  [61-62], та точками роси в початковій і досліджуваній точках газопроводу.

Якщо точка роси газу на виході з промислу визначається експериментально і рівна  $t_n^e$  за тиску  $P_n$ , то на наступному пункті (n+1) вона буде  $t_{n+1}^e$  за тиску  $P_{n+1}$ , де  $P_{n+1} < P_n$ , а  $t_{n+1}^e < t_n^e$ , що обумовлено транспортуванням газу. З метою визначення причини зменшення точки роси  $t_{n+1}^e$  відносно  $t_n^e$  необхідно встановити її розрахункове значення. Тоді у разі  $t_{n+1}^p < t_{n+1}^e$  вважають, що відбулась конденсація важких вуглеводнів з газового потоку по трасі газопроводу.

Для тиску, меншого за тиск максимальної конденсації важких вуглеводнів, величина  $\beta$  є сталою для газу одного і того самого складу і залежить лише від кількості важких вуглеводнів, що можуть виділитись з газового потоку за відповідної температури.

Недоліком цього способу є великий обсяг досліджень щодо визначення температур точок роси і необхідності розрахунку для кожного газопроводу, що транспортує газ того чи іншого ГКР, величини інтенсивності ізобаричної конденсації за емпіричною формулою згідно із даними з дослідно-експериментальної установки, що, скажімо, для газів Шебелинсько-Хрестищенської групи родовищ за умови вмісту важких вуглеводнів до 0,7 % матиме вигляд  $\beta_1 = 0,6(e^{c_{5+еши}^n} - 1)$ .

Отже, в умовах експлуатації газопроводів, такий метод видається громіздким і відірваним від виробництва. На практиці користуються тими самими методами, що і для визначення вологовмісту природного газу шляхом порівняння отриманих значень точок роси води і точок роси вуглеводнів в кожній точці, в якій проведено вимірювання, з допустимими значеннями згідно з [46,52,63] залежно від періоду проведення досліджень.

Якщо виміряні дані будуть вищими за допустимі, фіксують наявність в газопроводі термодинамічних умов, що сприятимуть виділенню рідини з газового потоку.

3 Утворення в'язких та твердих накопичень в промислових системах і газопроводах.

До в'язких накопичень, що утворюються в газопроводі, відносять такі рідини, як масло, парафін, групу етиленгліколей, різні смоли [51].

Враховуючи те, що природний газ не містить жодного масла, то причиною появи останнього в газовому потоці є механічне винесення його з пиловловлювачів і циліндричних поршневих агрегатів. Спостереження дослідників свідчать, що реальна кількість винесеного масла з пиловловлювачів перевищує норму його витрати та є нерівномірною в часі [51].

Через низьку густину та високу в'язкість масла розпливаються на поверхні гідрофільних рідин, підвищують їх поверхневий натяг на межі розділу фаз та збільшують поверхневу в'язкість всіх рідинних компонентів, перешкоджаючи винесенню їх газовим потоком. Крім того, масла обволікають частини механічних домішок, гідрофобізують їх поверхню, сприяючи адгезії частинок до стінок труби [64].

В деяких природних газах містяться парафінові з'єднання, які не зважаючи на низькотемпературну сепарацію, повністю не видаляються з газового потоку. Основну частину нафтового парафіну складають вуглеводні метанового ряду ( $C_nH_{2n+2}$ ) від  $C_{20}$  до  $C_{35}$ , які кристалізуються у вигляді крупних пластинок та стрічок.

Кристали парафіну утворюють об'ємні структурні грати, в чарунках якої іммобілізується рідинна фаза. Чим більше парафіну у складі газу та чим менше його кристали, тим міцнішими будуть грати. Парафін не розчиняється у воді, мало розчиняється в абсолютному спирті та доволі добре розчинний у бензині, ефірі та хлороформі.

За результатами дослідження умов відкладання парафіну в трубопроводах при сумісному зборі та транспортуванні нафти і газу встановлено, що необхідною умовою для утворення міцних парафінових відкладів в трубопроводах є сукупність таких факторів:

- наявність у нафті твердих частинок парафіну, що випадають з нафти при низьких температурах (температурний фактор);
- наявність в трубопроводі вільного газу (газовий фактор);
- невелика в'язкість нафти менше за  $2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$  (в'язкісний фактор) [65].

Характер розподілу парафінових відкладів по перерізу і довжині трубопроводу може бути різним, але загальною закономірністю є зниження інтенсивності парафінізації трубопроводів по ходу потоку.

Ще одним видом в'язких накопичень в газопроводі можуть бути гігроскопічні рідини (етиленгліколь, диетиленгліколь тощо), що вприскуються в газопровід з метою запобігання гідратоутворення або застосування в установках осушування газу в якості рідинних поглиначів.

Внаслідок регенерації диетиленгліколю на УКПГ в процесі його деструкції утворюються органічні кислоти, що являють собою слабкі електроліти і сприяють протіканню процесу активної корозії внутрішньої порожнини труби. Іншим джерелом їх появи в газопроводі є приток безпосередньо з свердловини.

Як показують дослідження [64] метанол, як інгібітор гідратоутворення, не завжди виноситься з газовим потоком, а накопичується в понижених місцях траси газопроводу, і утворює водно-метанольну підложу. Її поверхня вкривається шаром газоконденсату і мінерального масла, що відповідно зменшує ефективність метанолу як інгібітора гідратоутворення.

За умови транспортування сланцевих газів спостерігають випадіння полімерів внаслідок того, що такий газ є доволі вологим та сильно забрудненим сірководнем і газовим бензином. При великому вмісті вуглекислоти, кисню в складі газу підсилюється корозія стінки труби, а газовий бензин полімеризується, набуваючи в'язкої смолоподібної в початковій фазі і асфальтоподібної в кінцевій консистенції та накопичується в понижених місцях траси газопроводу, утворюючи додатковий гідравлічний опір.

Базуючись на дослідженнях, що проведено за останні 40 р. [51,64,65], можливо виділити два джерела надходження твердих утворень до порожнини газопроводу:



- неякісна очистка газопроводу перед його введенням в експлуатацію (бруд, пісок, доволі крупні предмети, залишки будівельного шламу тощо);
- винесення мінеральних утворень з свердловин (залишки бурового глинистого розчину, шлам перебурених порід-колекторів).

Газопровідний пил складається з дрібних і твердих частинок, що можуть стирати і борознити стінки газопроводів, компресорів, контрольно-вимірювальних приладів і апаратури на промислових газорозподільних станціях і компресорних станціях. Процесу стирання сприятимуть інтенсивна корозія внаслідок наявності агресивних речовин і підвищені швидкості газу. Таким чином третім джерелом наявності твердих частинок в газопроводі буде ерозія трубопровідної стінки.

Це припущення підтверджують дослідження [51] старих газопроводів, в яких окислів заліза більше практично вдвічі ніж в нових.

Газ, що проходить через пиловловлювач, у різні сезони року має різну концентрацію пилу, що пояснюється зміною технологічних режимів свердловини, а також коливанням температур зовнішнього середовища.

Метод визначення кількості механічного пилу в газовому потоці передбачає осадження пилу та смол з газового потоку на фільтрі та встановлення кількості осаджених речовин шляхом зважування [66].

Під час розробки ГКР в порожнині газопроводів системи збору і видобутку газу спостерігають і мінеральні утворення [67].

Так у внутрішній порожнині труб газозбірною колектору Шебелинського ГКР осад мінеральних утворень являє собою корку товщиною 0,2-4 мм, що значно скорочує переріз труби. Корка має багатшаровий склад. Поверхня кожного з шарів є звивистою, покритою бурим нальотом з характерним запахом конденсату. Основними компонентами хімічного складу осадів свердловин є CaO та CO<sub>2</sub>. З інших окислів суттєвим є вміст окису залізу (5-8,5 %), невеликий вміст інших окислів (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> + TiO<sub>2</sub>), що свідчить про переважно карбонатний склад цих осадів. Нерозчинний осад (близько 2 % за об'ємом) є тонкодисперсною речовиною бурого кольору. В основному це глинисті чешуйки з невеликою кількістю кварцевих зерен

пелітових розмірів, таких самих за розміром грудок гематиту, гідроокисів залізу тощо.

За характером структури осади можна віднести до коркових утворень, що виникають при повільній кристалізації з розчинів.

Джерелом цих розчинів є попутні води, що виносяться на поверхню потоком газу. Ці води є високо мінералізовані (вміст розчинної солі 1,4-278 г/л). Осідаючи на внутрішніх стінках труб, краплі попутних вод, поступово випаровуються та залишають тонкі корки, що пропитуються конденсатом. Випадінню осадів сприяє падіння тиску і температури вже на усті свердловини.

Таким чином, утворення осадів на внутрішній поверхні труб газозбірних колекторів пов'язано з наявністю в газі попутних вод, їх кількістю і ступінню мінералізації, і залежить від характеру падіння тиску і ступеня зниження температури, тобто режиму експлуатації свердловини. Крім того, слід відмітити вплив вибору реактивів для очистки газу, так як вони прискорюють процес випаровування рідини і розчинені солі залишаються на місці поглинання у вигляді осадів.

Отже поява пилу мінералізованих утворень в газопроводі призводить до внутрішньої ерозії трубопроводу, осадження їх у понижених місцях (особливо за кранами нерівнопрохідного перерізу). Наявність вологи та інших рідин в газі сприятиме утворенню доволі міцних відкладів (наприклад зцементовані пилом і окалиною полімери).

### 1.3 Аналіз методів визначення кількості рідини в порожнині газопроводів

Ефективність роботи газопроводів в багатьох випадках визначається ступенем очистки та осушки газу на установках комплексної підготовки газу та головних спорудах. Досвід експлуатації газопроводів, що транспортують гази газоконденсатних родовищ, свідчить про те, що під час розробки родовищ в промислові газопроводи в силу тих чи інших причин попадає некондиційний газ, що містить конденсат, вологу, механічні домішки, соли, смоли.

У більшості випадків вміст рідинної фази у потоці газу є незначним [68], тим не менше він суттєво впливає на гідравлічний опір трубопроводу та його пропускну здатність. Пояснюється це тим, що під час руху двофазного потоку в “профільному” трубопроводі проходить перерозподіл фаз суміші, що призводить до накопичення рідини у визначених ділянках газопроводів. Рідина, як більш щільна складова суміші, накопичується в ділянках трубопроводу з висхідним рухом потоку і практично відсутня в ділянках з низхідним рухом. Це означає, що густина суміші в висхідних ділянках газопроводу значно більша ніж у низхідних.

Невідповідність густини суміші в низхідних та висхідних ділянках газопроводу і є першопричиною виникнення додаткового гідравлічного опору. Величина цього опору суттєвим чином залежить від профілю трубопроводу та тривалості його експлуатації на некондиційному газі та практично не залежить від кількісного вмісту рідини в потоці газу (конденсаційний фактор). Конденсаційний фактор впливає лише на швидкість зростання гідравлічного опору газопроводу в початковий період його експлуатації до того моменту, коли всі висхідні ділянки трубопроводу не будуть заповнені рідиною. При цьому перепад тиску досягне максимального значення та подальше поступання рідини в газопровід не призведе до зростання гідравлічних втрат [43,69,70].

Розглянемо декілька способів визначення кількості відкладень (забруднень) та місць їх накопичення в діючих газопроводах.

Аналізуючи способи для визначення кількості забруднень в діючому газопроводі, які вимагають відключення дослідної ділянки газопроводу та стравлювання через свічку в атмосферу визначеної кількості газу, можливо виділити наступні причини, через які дані способи важко застосувати на діючому газопроводі [71]:

- необхідність зупинки діючого газопроводу;
- потреба у відключенні ділянки газопроводу між лінійними кранами та стравлювання з нього великих об'ємів газу;
- при великій протяжності газопроводу та обстеженні його по всій довжині необхідна велика кількість переключень кранів по трасі;

- для заміру газу, що стравлюється через свічку з відключеної ділянки, на кожній свічці необхідно монтувати замірні вузли тощо.

Але для окремих ділянок, коли з яких-небудь причин необхідно приблизно визначити об'єм відкладень, подібну технологію можливо застосувати без використання встановлення замірного вузла на свічці. При цьому ділянка газопроводу відключається з двох боків, після чого газ стравлюється через свічку, але попередньо визначається тиск, температура та властивості газу, час початку стравлювання [72].

$$V_{зобр} = \frac{\pi D^2}{4} L - \frac{1,78 F \tau \sqrt{ZRT}}{2(P_1^2 - P_2^2)}, \text{ м}^3 \quad (1.1)$$

де  $D$  – внутрішній діаметр газопроводу, м;

$L$  – довжина ділянки газопроводу, м;

$F$  – площа отвору пробкового крану свічки,  $\text{м}^2$ ;

$\tau$  – час стравлювання газу, с;

$Z$  – коефіцієнт стисливості газу;

$R$  – універсальна газова стала, Дж/кг•К;

$T$  – температура газу, що стравлюється, К;

$P_1, P_2$  – відповідно тиск газу на ділянки газопроводу на початку та в кінці стравлювання на вході у свічку, МПа.

В науковій літературі є інформація про способи визначення об'єму відкладень в діючих газопроводах без відключення ділянок. Так, для визначення об'єму забруднень, пропонується на початку дослідної ділянки запускати трасуючу речовину (наприклад, аміак або який-небудь радіаційний ізотоп), яка у процесі проходження по газопроводу повинна фіксуватися спеціальними приладами на проміжних контрольних пунктах. Попередньо необхідно створити в газопроводі стаціонарний режим течії газу. При проходженні трасуючої речовини по продуктивності, тиску, температурі, геометричним розмірам трубопроводу, визначають кількість забруднень [72]. Недоліками цього способу є:

- небезпека та складність використання радіаційних ізотопів в діючих газопроводах;
- похибка способу у визначенні істинного часу проходження по газопроводу трасуючої рідини в результаті його дифузії та турбулентності потоку газу;
- необхідність в оснащенні газопроводу додатковим обладнанням для введення трасуючої речовини та реєстрації його проходження на контрольних точках.

Інша група методів враховує як рельєф траси та розглядає найбільш реальні процеси, що відбуваються у порожнині газопроводу, так і його гідравлічний стан, базуючись на таких аспектах:

- наявність в газопроводі великої кількості рідини та рідинних забруднень утворює двофазні газорідинні суміші, гідравліка яких покладена у основу визначення їх об'ємів;

- в рельєфному газопроводі при невеликих числах Фруда для протікання газорідинного потоку характерна циклічна зміна структур: на висхідних ділянках – пробкова структура, на низхідних – розділена, що власне і представляє ускладнення для визначення теоретичних залежностей, які описують подібну течію, внаслідок того, що рух на низхідних та висхідних ділянках описується різними рівняннями;

- в результаті лабораторних та натурних досліджень встановлено, що рідина та рідкі забруднення в процесі експлуатації накопичуються на висхідних ділянках газопроводу, а для низхідних ділянок площа перетину труби, що зайнята рідинними забрудненнями, досить мала;

- на висхідних ділянках траси потенціальна енергія (втрати напору) розподіляється на подолання сил тертя газорідинної суміші та гравітаційних сил. Енергія, що потрібна на компенсацію гравітаційних сил (втрати напору), значно більше енергії, що необхідна на подолання сил тертя до внутрішньої поверхні труби [73]

$$V_{зобр} = \frac{\pi D^2}{4} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{i=n} L^*}{\sum_{i=1}^{i=n} H^*} \left\{ \frac{(P_n^2 - P_k^2)(1 - E^2) - 2\gamma_z \sum_{i=1}^{i=n} (H_i^- - H_i^+) \cdot P_{cp}}{2(\gamma_p - \gamma_z) P_{cp}} \right\} \quad (1.2)$$

де  $D$  – внутрішній діаметр газопроводу, м;

$L^*$  – довжина ділянки барботування, м;

$H^*$  – висота висхідної ділянки, м;

$P_p, P_k$  – відповідно початковий та кінцевий тиск на ділянці газопроводу, Па;

$P_{cp}$  – середній тиск на ділянці газопроводу, Па;

$E$  – коефіцієнт гідравлічної ефективності ділянки газопроводу, долі одиниці;

$\gamma_g, \gamma_p$  – відповідно густина газової та рідинної фази, кг/м<sup>3</sup>;

$H_i^+, H_i^-$  – висота відповідно висхідної та низхідної ділянки газопроводу, м.

Попередній метод дає змогу створити методику визначення кількості рідини у конкретному газопроводі, що має більшу точність та базується на різниці об'єму рідини до і після проведення операції по очистці [37]

$$V_p = \kappa(1 - E^{0,8}), \quad (1.3)$$

$$\kappa = \frac{\Delta V_p}{E_2^{0,8} - E_1^{0,8}}, \quad (1.4)$$

де  $\Delta V_p$  – різниця об'єму рідинних забруднень до і після проведення операції по очистці діючого газопроводу, м<sup>3</sup>;

$E_1, E_2$  – коефіцієнт гідравлічної ефективності відповідно до і після проведення операції по очистці.

В літературі практично немає даних щодо результатів розрахунку об'єму відкладів, окрім [43,72], де спроба порівняння ефективності методів, базується на подібності отриманих результатів між собою, але не з реальними даними об'єму вилучення забрудника з порожнини газопроводу.

Спроба дослідників порівняти дані розрахунку за наведеними вище способами [4] показує, що значення між ними можуть різнитися в 1,5-3 рази, а через відсутність досконалих даних про фактичний об'єм зібраних забруднень під час очистки ділянки газопроводу визначити найбільш точну формулу неможливо.

Аналіз науково-технічної та патентної інформації показав, що проблеми контролю гідратуутворення в газопроводах також приділено увагу [74-77]. За своїм принципом всі запатентовані способи контролю утворення гідратів базуються на вимірюванні витрати, тиску і температури, визначенні густини газу та обранні на їх

основі рівноважної кривої утворення гідратів. Отримані значення тиску і температури газу в кожній із розрахункових точок газопроводу запам'ятовують і, порівнюючи тиск у кожній розрахунковій точці з величиною граничного тиску, визначеного за обраною рівноважною кривою утворення гідратів для кожної розрахункової точки при температурі, яка дорівнює температурі в ній, визначають момент початку утворення гідратів.

Інші дослідники [78,79], аналізуючи режими роботи газопроводів, отримують значення коефіцієнта гідравлічної ефективності, порівнянням якого з допустимим, судять про забруднення газопроводу

Недоліком перших методів є складність виконання вимірювання і відірваність їх від практики експлуатації газопроводів, другий метод як не регламентує величину допустимого значення коефіцієнта гідравлічної ефективності, так і не визначає величини об'єму забруднень, адже режими експлуатації різних газопроводів не можливо охарактеризувати одним певним значенням коефіцієнта.

#### 1.4 Огляд літературних джерел щодо залпових викидів рідини з порожнини газопроводу

Основні результати аналізування літературних джерел щодо питання прогнозування залпового викиду і математичних моделей процесу публікувалися в роботах [80-83], пов'язані з встановленням кардинальної ролі міжфазових тепломасообмінних процесів між фазами в бульбашковій рідині під час еволюції хвильових коливань. Зокрема, критерій, що розділяє монотонну та осциляційну структуру стаціонарних ударних хвиль в рідині з газовими бульбашками, визначається значенням показника адіабати газової фази.

Запропоновано пояснення [84] на основі розробленої Шагаповим В.Ш. теоретичної моделі, що враховує акустичне розвантаження бульбашок, процеси розшарування хвильових імпульсів на пружний попереджувач і на поодинокую хвилю. На основі запропонованої оригінальної схеми теоретичного опису і аналізу вирішення запропонованих рівнянь, пояснено і отримано кількісні оцінки для явищ

номального підсилення амплітуди під час розповсюдження і відбиття ударних хвиль рідини з паровими бульбашками, що спостерігалися в експериментах.

На основі отриманих теоретичних результатів щодо хвильової динаміки бульбашкової рідини створено [85-87] способи діагностування газовмісту в ємностях та каналах.

Основні зусилля дослідників зосереджується також на задачах фільтрації з фазовими переходами [88, 89, 90] стосовно процесів розкладу газогідратів в пластових умовах, течії газованих і киплячих рідин через пористі породи, сопла та ежектори, встановлено можливість розкладу газогідратів лише за рахунок дисперсної дії в об'ємних зонах.

Розроблена математична модель процесу експлуатування фонтануючих свердловин, що проходять повз товщу гірських порід [91-94], встановлює, що навіть за рахунок визначеної технологічної схеми під час експлуатування свердловин (вибір оптимального тиску на гирлі свердловини, придушення конвекції в міжтрубному просторі) можна значно знизити або виключити склеротичні процеси, що пов'язано із утворенням твердих парафінів на стінках свердловин.

Створено теорії [95,96,97,98] на основі вивчення розповсюдження газокрапельних викидів в атмосфері, поблизу земної поверхні і вуглеводневих рідин в водоймах від безперервних і залпових джерел. Встановлено визначну роль наявності водяної пари у вихідному складі викидів у їх подальшій динаміці розповсюдження.

В результаті вивчення вуглеводневих газів в трубопроводах [99] встановлено особливості зростання газогідратних відкладів на стінках трубопроводу, що дозволило вибирати найбільш ефективні режими експлуатування газопроводів, що збільшують міжремонтний період, а також є теоретичною базою для створення методів очистки газопроводів від забруднень газогідратними відкладами.

За даними аналізування інформації Інтернет-сайтів встановлено, що дослідником Бойком С.І. розроблено газодинамічну модель процесу поступлення залпового викиду рідини в сепаратор (дані Інтернет сайту УНГУ "Федеральный портал по научной и исследовательской деятельности" – Росія), на основі якої



розроблено і запатентовано конструкції апаратів, що призначені для вловлювання залпових викидів рідини з газопроводу та виконано їх газодинамічне моделювання. Розроблено методики технологічного розрахунку розроблених апаратів, газодинамічна модель процесу гравітаційного осадження рідини, що дозволяє використовувати результати експериментів в промислових умовах. Визначено верхню та нижню межу концентрації дисперсійної фази, вище за які в зоні відстоювання з'являються донні течії.

Велику увагу в Інтернет-сайтах приділено питанню створення технологічних установок, що захищають технологічне обладнання нафтових і газових промислів від викиду рідини зокрема дослідниками Л.М. Міль штейном, Е.П. Запорожцем і в основному базуються на реагуванні датчиків на появу рідинної пробки.

Питання винесення рідини з коліна газопроводу потоком більш легкої рідини або газовим потоком досить ретельно розглядалось у аспекті геометрії потоків рідини, газу, легкої нафти тощо Чарним І.А., Гусейновим Ч.С., Галлімовим А.К та іншими дослідниками в працях [100-103].

Слід зауважити, що в основному всі оглянуті роботи стосуються видобутку газу з свердловин і запобіганню їх обводнення, виникнення гідратів в стовбурі свердловини, створення апаратів і технології щодо запобігання залпового викиду рідини в технологічні трубопроводи КС, ГРС тощо, транспортування газу в кліматичних умовах, що не стосуються України, транспортування нафти і конденсату.

### 1.5 Задачі досліджень

Вирішення проблеми енергозбереження в Україні передбачає надійне і безаварійне транспортування газу власного видобутку споживачам системою газопроводів, із забезпеченням якомога менших втрат тиску. Зменшення втрат тиску під час транспортування газу системою газопроводів видобутку і збору газу і магістральних газопроводів передбачає звільнення газопроводів від накопиченого об'єму забруднень, найбільшу частину яких для газопроводів, що транспортують газ

ГКР, складають рідинні забруднення. Надійність експлуатації газопроводів, що транспортують газ ГКР України, полягає в усуненні ймовірності відмов технологічного обладнання внаслідок залпових викидів рідини з порожнини газопроводу.

Всі існуючі методи щодо визначення об'єму забруднень в порожнинні газопроводів та причин погіршення гідравлічного стану можна розглядати як розрізнені, а саме ті, що розглядають ці проблеми в якийсь визначений момент часу.

В основному всі оглянуті роботи по залповим викидам рідини стосуються видобутку газу з свердловин і запобіганню їх обводнення, виникнення гідратів в стовбурі свердловини, створення апаратів і технології щодо запобігання залпового викиду рідини в технологічні трубопроводи КС, ГРС тощо, транспортування газу в кліматичних умовах, що не стосуються України, транспортування нафти і конденсату.

Задачами цієї дисертаційної роботи є:

1 Аналіз та систематизація причин утворення забруднень в порожнинні газопроводу, їх якісного складу, методів кількісного визначення, залпових викидів рідини до технологічного обладнання.

2 Розробка математичної моделі залпового викиду рідини з газопроводу на основі теоретичних досліджень геометрії рідинного накопичення в застійній зоні газопроводу.

3 Дослідження впливу режиму роботи газопроводу і поздовжнього плану-профілю траси на ступінь забруднення його порожнини рідиною.

4 Розробка заходів щодо підвищення ефективності роботи газопроводів, які транспортують газ ГКР України, що працюють на виснаження, шляхом очистки їх порожнини від накопичених рідинних забруднень і запобігання залповим викидам рідини до технологічного обладнання ГРС, КС тощо.

## РОЗДІЛ 2

### РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ЗАЛПОВОГО ВИКИДУ РІДИНИ З ГАЗОПРОВОДУ

Метою розробки математичної моделі залпового викиду рідини з коліна газопроводу є запобігання аварійним відмовам газоперекачувального обладнання на КС, ГРС тощо внаслідок надходження значних мас рідини з порожнини газопроводів, що транспортують газ ГКР України (газ власного видобутку). Це досягається шляхом прогнозування динаміки об'єму рідини в порожнині досліджуваної ділянки газопроводу, порівнянням його величини із значенням критичного об'єму забруднень в коліні газопроводу для підточного режиму роботи і визначенням періоду активації залпового викиду рідини з коліна газопроводу.

Питання винесення рідини з коліна газопроводу потоком більш легкої рідини або газовим потоком досить ретельно розглядалось у аспекті геометрії потоків рідини, газу, легкої нафти тощо Чарним І.А., Гусейновим Ч.С., Галлімовим А.К та іншими дослідниками в працях [100-103]. Але слід зауважити, що дослідження в основному проведено лише для геометрії газового і рідинних потоків з метою збільшення пропускної здатності газопроводів, продуктопроводів тощо, внаслідок чого результати цих робіт є відірваними від практики експлуатації газопроводі системи збору і видобутку газу ГКР України і системи МГ, якими газ власного видобутку подають споживачам.

Розробка полягає в знаходженні співвідношення між чинниками, що впливають на процес формування певного об'єму забруднень в порожнині газопроводу і побудові моделей для різних діаметральних рядів і різних режимів роботи рельєфного газопроводу. Отже моделі зв'язуватимуть вплив таких чинників:

- режим роботи газопроводу (швидкісний режим роботи і середній тиск газу на ділянці газопроводу);
- технічна характеристика газопроводу;
- рельєф траси прокладання газопроводу (кут нахилу висхідної ділянки газопроводу до горизонтальної поверхні);

- характеристика рідини в коліні газопроводу (конденсат, вода конденсаційна, пластова).

## 2.1 Функціональні залежності для визначення межі розділення між рідиною і газом в рельєфних газопроводах

Базуючись на теорії І.А. Чарного [100] для визначення межі розділу між більш легкою рідиною і більш важкою в рельєфних трубопроводах теоретично розглянемо водяний "мішок" у трубопроводі, заповненому газом, що тече над "мішком" (рис. 2.1. а і б).

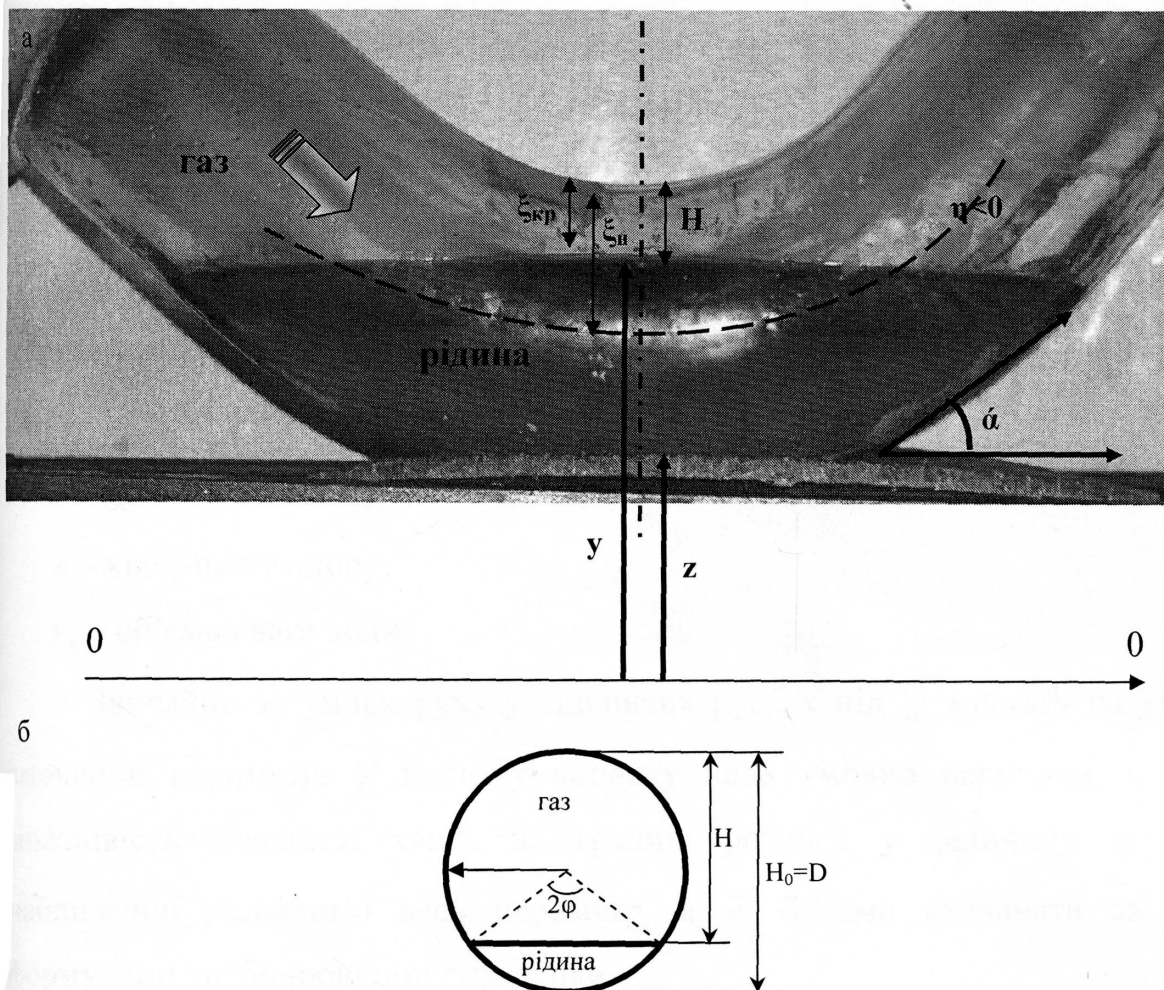


Рис. 2.1 - Схема розділення між рідиною і газом в рельєфному газопроводі

Для гідравлічного ухилу і елементарної витрати напору  $dh$  на ділянці  $ds$  маємо

$$i = \frac{dh}{ds} = -\frac{d}{ds} \left( y + \frac{p}{\gamma} + \beta \frac{w^2}{2g} \right), \quad (2.1)$$

де  $y$  - вертикальна координата границі розділу, яка відлічується від вільної горизонтальної площини;

$p$  - тиск в точці границі розподілу;

$\gamma$  - об'ємна вага газу;

$w$  - середня в живому перетині швидкість;

$g$  - прискорення вільного падіння;

$\beta$  - поправка Коріоліса на нерівномірному розподілі швидкостей.

Наступні відношення одержано із закону Паскаля для води, яка покоїться, і формули Дарсі-Вейсбаха

$$y + \frac{p}{\gamma_0} = const, \quad (2.2)$$

$$i = \lambda \frac{1}{4R} \cdot \frac{w^2}{2g}, \quad (2.3)$$

де  $R = \frac{f}{\chi}$  - гідравлічний радіус живого перетину потоку  $f$  з периметром  $\chi$ ;

$\lambda$  - коефіцієнт опору;

$\gamma_0$  - об'ємна вага води.

Звичайно за умови руху у відкритих руслах під  $\chi$  мається на увазі твердий змочений периметр. У нашому випадку вода умовно нерухома, і, враховуючи можливість наявності хвиль на границі розділу, у величину  $\chi$  в першому наближенні включимо весь периметр, а  $\lambda$  будемо визначати за звичайними формулами трубопровідної гідравліки.

З рис. 2.1 отримаємо

$$y = z + (H_0 - H) \cdot \cos \alpha, \quad (2.4)$$

де  $z$  – ордината нижчої точки перетину труби;

$\alpha < \frac{\pi}{2}$  – кут підвищення вісі елемента;

$H_0$  – відстань між верхньою і нижньою точками поперечного перетину. Для круглої труби  $H_0 = D$  – її внутрішньому діаметру.

З попередніх формул після простих перетворень отримаємо такі диференційні рівняння для глибини потоку  $H$

$$\lambda \frac{Q^2 \chi(H)}{8g \cdot f^3(H)} = \frac{\Delta\gamma}{\gamma} \left[ 1 - (H_0 - H) \frac{d\alpha}{ds} \right] \sin \alpha + \left[ \frac{\beta \cdot Q^2}{g \cdot f^3(H)} \cdot \frac{df(H)}{dH} - \frac{\Delta\gamma}{\gamma} \cos \alpha \right] \frac{dH}{ds}, \quad (2.5)$$

де  $Q$  – об'ємна витрата рідини, яка тече;

$$\Delta\gamma = \gamma_0 - \gamma.$$

Це рівняння аналогічне рівнянню нерівномірного руху рідини у відкритих руслах [101] и може бути досліджено і вирішено аналогічними методами.

Для спрощення будемо рахувати  $\alpha = const$ . Тоді рівняння (2.5) буде набуде вигляду

$$\lambda \frac{Q^2}{8g} \cdot \frac{\chi(H)}{f^3(H)} = \frac{\Delta\gamma}{\gamma} \sin \alpha + \left[ \frac{\beta \cdot Q^2}{g \cdot f^3(H)} \cdot \frac{df(H)}{dH} - \frac{\Delta\gamma}{\gamma} \cos \alpha \right] \cdot \frac{dH}{ds}. \quad (2.6)$$

Рівняння (2.6), як і у теорії нерівномірного руху у відкритих руслах, можна досліджувати звичайними методами якісної теорії диференціальних рівнянь. В даному випадку задача спрощується, так як інтегрується діленням змінних.

Як і в теорії нерівномірного руху, умова

$$\frac{\beta \cdot Q^2}{g \cdot f^3(H)} \cdot \frac{df(H)}{dH} - \frac{\Delta\gamma}{\gamma} \cos \alpha = 0 \quad (2.7)$$

визначає так названу критичну глибину  $H = H_{кр}$ , а умова

$$\lambda \frac{Q^2}{8g} \cdot \frac{\chi(H)}{f^3(H)} = \frac{\Delta\gamma}{\gamma} \sin \alpha \quad (2.8)$$

нормальну глибину  $H=H_0$ .

При  $H_n \neq H_{кр}$  в перетині  $H=H_{кр}$   $\frac{dH}{ds} = \infty$ . Це відповідає “стрижку” вільної

поверхні у відкритому каналі [101,102].

Для з'ясування сенсу рівняння 2.8 припустимо спочатку, що вода захоплюється потоком газу, що тече над нею. Умова руху води має вигляд

$$-\frac{dp}{ds} > \gamma_0 \sin \alpha. \quad (2.9)$$

З рівняння (2.1) маємо

$$-\frac{dp}{ds} = \gamma \left[ i + \frac{dy}{ds} + \frac{d}{ds} \cdot \left( \frac{\beta \cdot w^2}{2g} \right) \right]. \quad (2.10)$$

Але в перетині з нормальною глибиною, де  $\frac{dH}{ds} = 0$ , передбачуючи  $\alpha = \text{const}$ ,

$\beta = \text{const}$ ,

$$\frac{dy}{ds} = \frac{dz}{ds} = \sin \alpha, \quad (2.11)$$

$$\frac{dw}{ds} = \frac{d}{ds} \left( \frac{Q}{f} \right) = -\frac{Q}{f^2} \cdot \frac{df}{ds} = -\frac{Q}{f^2} \cdot \frac{df}{dH} \cdot \frac{dH}{ds} = 0.$$

Звідки згідно з (2.10)

$$-\frac{dp}{ds} = \gamma(i + \sin \alpha). \quad (2.12)$$

Нерівність (2.9) набуде вигляду  $\gamma(i + \sin \alpha) > \gamma_0 \sin \alpha$  або

$$i = \lambda \frac{1}{4R} \cdot \frac{w^2}{2g} = \frac{\lambda \cdot Q^2}{8g} \cdot \frac{\chi(H)}{f^3(H)} \geq \left( \frac{\gamma_0}{\gamma} - 1 \right) \sin \alpha = \frac{\Delta\gamma}{\gamma} \sin \alpha. \quad (2.13)$$

Очевидно, зворотна умова

$$i = \lambda \frac{1}{4R} \cdot \frac{w^2}{2g} = \frac{\lambda \cdot Q^2}{8g} \cdot \frac{\chi(H)}{f^3(H)} < \frac{\Delta\gamma}{\gamma} \sin \alpha \quad (2.14)$$

визначає, що тяга, яка рухає шари води, менше сили тяжкості, яка утримує. Таким чином, рівняння (2.8) або  $H=H_n$  визначає динамічну рівновагу води.

Звичайно при  $H < H_n$  рівняння (2.8) перетворюється в (2.13), звідки виходить, що вода може залишатися нерухомою тільки в перетинах  $H > H_n$ . Якщо (2.13) виконується при  $H=H_0$ , де  $H_0$  –максимальний розмір поперечного перетину, то вся вода буде виноситися потоком газу.

Для круглої труби  $\chi, f, \frac{df}{dH}$  простіше визначити через половину центрального кута  $\varphi$  (рис. 2.1)

$$H = R + R \cos \varphi = 2R \cos^2 \varphi,$$

$$f = (\pi - \varphi)R^2 + \frac{R^2 \sin 2\varphi}{2},$$

$$\chi = 2(\pi - \varphi)R + 2R \sin \varphi,$$

$$\frac{df}{dH} = \frac{\frac{df}{d\varphi}}{\frac{dH}{d\varphi}} = 2R \sin \varphi. \quad (2.15)$$

Рівняння (2.6) після перетворень приймає безрозмірний вигляд

$$\frac{dH}{ds} = \frac{dH}{d\varphi} \cdot \frac{d\varphi}{ds} = \frac{\Delta\gamma}{\gamma} \sin \alpha \left( \pi - \varphi + \frac{1}{2} \sin 2\varphi \right)^3 - \frac{\frac{\lambda}{4} Fr \cdot (\pi - \varphi + \sin \varphi)}{\frac{\Delta\gamma}{\gamma} \cos \alpha \left( \pi - \varphi + \frac{1}{2} \sin 2\varphi \right)^3 - 2\beta \cdot Fr \cdot \sin \varphi}, \quad (2.16)$$



$$Fr = \frac{Q^2}{gR^5} = 2\pi^2 \frac{w^2}{Dg} - \text{число Фруда.} \quad (2.17)$$

Кути  $\varphi_{кр}$ ,  $\varphi_{н}$ , що відповідають критичній і нормальній глибинам  $H_{кр}$ ,  $H_{н}$ , визначаються з умов

$$\Phi_1(\varphi_{кр}) = \frac{2\beta \cdot Fr}{\frac{\Delta\gamma}{\gamma} \cos \alpha}, \quad \Phi_2(\varphi_{н}) = \frac{\lambda}{4} \cdot \frac{Fr}{\frac{\Delta\gamma}{\gamma} \cdot \sin \alpha}, \quad (2.18)$$

$$\Phi_1(\varphi) = \frac{\left(\pi - \varphi + \frac{1}{2} \sin 2\varphi\right)^3}{\sin \varphi}, \quad \Phi_2(\varphi) = \frac{\left(\pi - \varphi + \frac{1}{2} \sin 2\varphi\right)^3}{\pi - \varphi + \sin \varphi}. \quad (2.19)$$

Функціональна залежність половини центрального кута для визначення його критичних значень відповідатиме даним рис. 2.2.

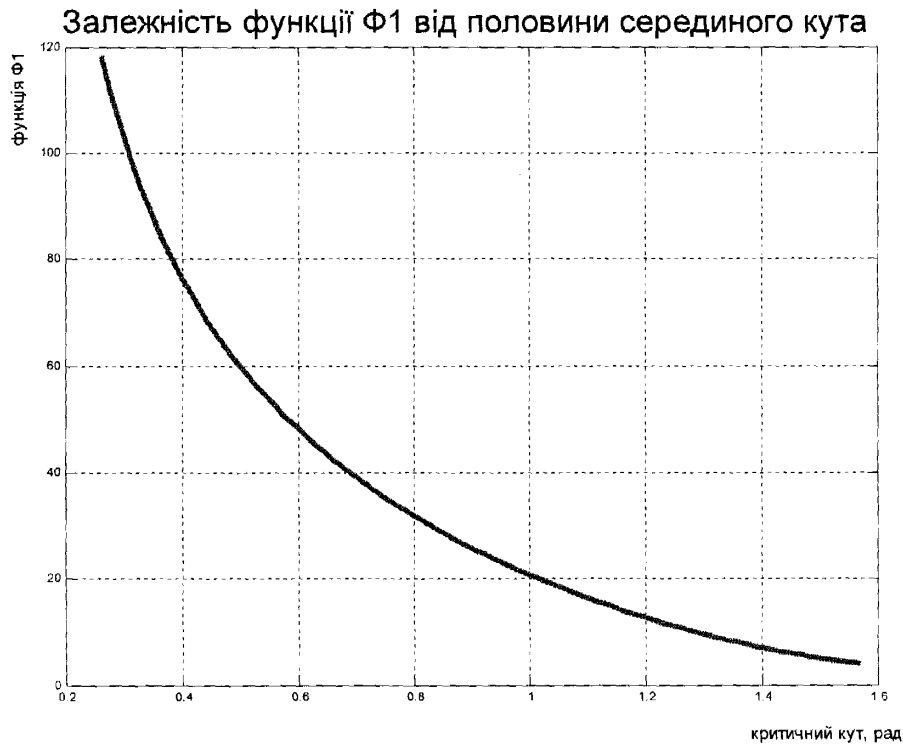


Рис. 2.2 - Залежність функціональної умови  $\Phi_1(\varphi_{кр})$

## 2.2 Побудова геометричних параметрів рідинної пробки в застійній зоні газопроводу

Визначення довжини дзеркала рідини в застійній зоні газопроводу і критичної глибини залягання рідини, що відповідає умові залпового викиду проведемо наступним чином.

Розглянемо рівняння (2.16) зміни глибини рідини в застійній зоні газопроводу

$$\text{на ділянці } ds: \quad \frac{dH}{ds} = \frac{\Delta\gamma}{\gamma} \sin \alpha \left( \pi - \varphi + \frac{1}{2} \sin 2\varphi \right)^3 - \frac{\frac{\lambda}{4} Fr \cdot (\pi - \varphi + \sin \varphi)}{\frac{\Delta\gamma}{\gamma} \cos \alpha \left( \pi - \varphi + \frac{1}{2} \sin 2\varphi \right)^3 - 2\beta \cdot Fr \cdot \sin \varphi}.$$

Враховуючи умову (2.13) щодо проходження процесу залпового викиду

$$\text{рідини} \quad i = \lambda \frac{1}{4R} \cdot \frac{w^2}{2g} = \frac{\lambda \cdot Q^2}{8g} \cdot \frac{\chi(H)}{f^3(H)} \geq \left( \frac{\gamma_0}{\gamma} - 1 \right) \quad \sin \alpha = \frac{\Delta\gamma}{\gamma} \sin \alpha, \quad \text{а також, що}$$

$H_{кр} = R + R \cos \varphi = 2R \cos^2 \varphi$  після перетворень отримаємо критичну глибину залягання рідини в застійній зоні газопроводу, що призводитиме до залпового викиду рідини

$$H_{кр} \geq \frac{\lambda \cdot \cos^2 \varphi \cdot \omega^2 \cdot \gamma_2}{4\Delta\gamma \cdot \sin \alpha \cdot g}, \quad (2.20)$$

де  $\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу,

$\varphi$  - центральний кут до дзеркала рідини,

$\omega$  - швидкість газу в газопроводі, м/с;

$\gamma_2$  - густина газу, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta\gamma$  - різниця між густиною рідини і газу, кг/м<sup>3</sup>;

$\alpha$  - кут нахилу ділянки газопроводу до горизонтальної поверхні;

$g$  - прискорення вільного падіння, м<sup>2</sup>/с.

Розглянемо газопровід, що складається з однієї висхідної та однієї низхідної ділянки (рисунок 2.1). У випадку накопичення рідини в рівнянні (2.16) для низхідної ділянки  $s < 0$ ,  $\alpha < 0$ , а для висхідної ділянки –  $s > 0$ ,  $\alpha > 0$ . Рівняння (2.16) і (2.19) можна апроксимувати з похибкою апроксимації до 5%, тобто [103]:

а) за умови  $\varphi=10^0-40^0$

$$\Phi_1(\varphi) = \left( \frac{\xi}{0.7021} \right)^{1.5}; \Phi_2(\varphi) = \left( \frac{\xi}{0.09765} \right); \quad (2.21)$$

б) за умови  $\varphi=40^0-180^0$

$$\Phi_1(\varphi) = \xi^4 / 0.01464; \Phi_2(\varphi) = \left( \xi^{3.5} / 0.06138 \right), \quad (2.22)$$

де введено співвідношення  $\xi = h / 2R$ .

Припускаючи, що газ рухається в зоні цілком шорсткісного тертя, тоді коефіцієнт  $\lambda$  є функцією від відносної шорсткості труби і не залежатиме від шорсткості труби і не залежить від числа Рейнольдса. Після підстановки (2.21) в (2.16) і перетворень отримаємо

$$\frac{d\xi}{d\eta} = \frac{\varphi - \frac{m}{\xi^{3.5}}}{\psi - \frac{n}{\xi^{4.0}}}, \quad (2.23)$$

де введено такі співвідношення

$$\eta = \frac{S}{2R}; \varphi = \frac{\Delta\gamma}{\gamma_2} \sin \alpha; \psi = \frac{\Delta\gamma}{\gamma_2}; \quad (2.24)$$

$$m = 0.01536 \cdot \lambda; n = 0.029288 \cdot Fr_{np}$$

де  $S$  – шукана довжина дзеркала рідини, м.

Поділивши змінні в рівнянні (2.23) отримаємо

$$\int_0^\eta d\eta = \int_{\xi_0}^\xi \frac{\psi \xi^4 - n}{\varphi \xi^4 - m \xi^{0.5}} d\xi, \quad (2.25)$$

де  $\xi_0 = h_0 / 2R$ ;

$h_0$  – глибина потоку газу при  $\eta=0$ .

Після інтегрування (2.25) і підстановки меж отримаємо

$$\begin{aligned}
 \eta = & \frac{\psi}{\varphi}(\xi - \xi_0) - \frac{2}{7} \ln \frac{1 - \sqrt[7]{\frac{\varphi}{m} \sqrt{\xi_0}}}{1 - \sqrt[7]{\frac{\varphi}{m} \sqrt{\xi}}} \left( \frac{\psi \sqrt[7]{\frac{m^2}{\varphi^2}} - \frac{n}{m} \sqrt[7]{\frac{m}{\varphi}}}{\frac{\psi \sqrt[7]{\frac{m^2}{\varphi^2}} - \frac{n}{m} \sqrt[7]{\frac{m}{\varphi}}}{\frac{\psi \sqrt[7]{\frac{m^2}{\varphi^2}} - \frac{n}{m} \sqrt[7]{\frac{m}{\varphi}}}} \right) + \frac{2}{7} \sum_{k=0}^2 \frac{1 + 2\sqrt[7]{\frac{\varphi}{m}} \cdot \sqrt[7]{\xi} \cdot \cos \frac{(2k+1)\pi}{7} + \sqrt[7]{\frac{\varphi^2}{m^2}} \cdot \xi}{1 + 2\sqrt[7]{\frac{\varphi}{m}} \cdot \sqrt[7]{\xi_0} \cdot \cos \frac{(2k+1)\pi}{7} + \sqrt[7]{\frac{\varphi^2}{m^2}} \cdot \xi_0} \times \\
 & \times \left[ \frac{\psi \sqrt[7]{\frac{m^2}{\varphi^2}} \cdot \cos \frac{(2k+1)2\pi}{7} + \frac{n}{m} \sqrt[7]{\frac{m}{\varphi}} \cdot \cos \frac{(2k+1)\pi}{7}}{\frac{\psi \sqrt[7]{\frac{m^2}{\varphi^2}} \cdot \cos \frac{(2k+1)2\pi}{7} + \frac{n}{m} \sqrt[7]{\frac{m}{\varphi}} \cdot \cos \frac{(2k+1)\pi}{7}} \right] + \\
 & + \frac{4}{7} \sum_{k=0}^2 \left[ \operatorname{arctg} \frac{\sqrt[7]{\frac{\varphi}{m} \sqrt{\xi}} + \cos \frac{(2k+1)\pi}{7}}{\sin \frac{(2k+1)\pi}{7}} - \operatorname{arctg} \frac{\sqrt[7]{\frac{\varphi}{m} \sqrt{\xi_0}} + \cos \frac{(2k+1)\pi}{7}}{\sin \frac{(2k+1)\pi}{7}} \right] \times \\
 & \times \left[ \frac{\psi \sqrt[7]{\frac{m^2}{\varphi^2}} \sin \frac{(2k+1)2\pi}{7} + \frac{n}{m} \sqrt[7]{\frac{m}{\varphi}} \cdot \sin \frac{(2k+1)\pi}{7}}{\frac{\psi \sqrt[7]{\frac{m^2}{\varphi^2}} \sin \frac{(2k+1)2\pi}{7} + \frac{n}{m} \sqrt[7]{\frac{m}{\varphi}} \cdot \sin \frac{(2k+1)\pi}{7}} \right]
 \end{aligned} \tag{2.26}$$

Після підстановлення (2.20) в (2.16) отримаємо

$$\frac{d\xi}{d\eta} = \frac{\varphi - \frac{m_1}{\xi^2}}{\psi - \frac{n_1}{\xi^{1.5}}}, \tag{2.27}$$

$$m_1 = 0.0244 \lambda Fr_{np}; n_1 = 2 \cdot (0.7021)^{1.5} Fr_{np} \beta. \tag{2.28}$$

Поділивши змінні в рівнянні (2.27), отримаємо

$$\int_0^\eta d\eta = \int_{\xi_0}^\xi \frac{\psi \xi^2 d\xi}{\varphi \xi^2 - m_1} - \int_{\xi_0}^\xi \frac{n_1 d\xi}{\xi^{1.5} (\varphi \xi^2 - m_1)}. \tag{2.29}$$

Після інтегрування і підстановки меж вираз набуде вигляду

$$\begin{aligned}
 \eta = & \frac{\psi}{\varphi} \left\{ \left[ \xi - \xi_0 - 0.5 \sqrt{\frac{m_1}{\varphi}} \ln \frac{\left( \sqrt{\frac{m_1}{\varphi}} + \xi \right) \left( \sqrt{\frac{m_1}{\varphi}} - \xi_0 \right)}{\left( \sqrt{\frac{m_1}{\varphi}} - \xi \right) \left( \sqrt{\frac{m_1}{\varphi}} + \xi_0 \right)} \right] \right\} + \\
 & + \frac{n_1 \varphi^6}{m_1^7} \left[ \ln \left( \frac{\xi}{\xi_0} \cdot \sqrt{\frac{m_1 - \varphi \xi_0^2}{m_1 - \varphi \xi^2}} \right) + \sum_{k=1}^6 \frac{m_1^k}{\varphi^k 2k (\xi_0^{2k} - \xi^{2k})} \right]
 \end{aligned} \tag{2.30}$$

У випадку коли коефіцієнт гідравлічного опору  $\lambda$  залежить від числа Рейнольдса і відносної шорсткості труби, то величини  $m$ ,  $m_1$  змінюватимуться по довжині труби, при цьому інтегрування виразів (2.25) і (2.29) можна провести по ділянкам, в межах яких можна рахувати  $m$ ,  $m_1$  постійними.

### 2.3 Математичні моделі залежності функціональної умови критичного кута до зеркала рідини

Визначення умов для критичного значення центрального кута, що відповідає критичній глибині потоку газу в перерізі із наявними рідинними накопиченнями розведемо на основі рівняння (2.16).

Характер інтегральних кривих суттєво залежить від співвідношення між нормальними і критичними глибинами  $h_n$   $h_{кр}$ . Прирівнюючи до нуля відповідно чисельник і знаменник рівняння (2.16) отримуємо формули для визначення кутів  $\Phi_{кр}$   $\Phi_n$ , що відповідатимуть нормальній і критичній глибині  $h_n$   $h_{кр}$

$$\frac{\Delta\gamma}{\gamma_c} \cdot \cos \alpha - \frac{2\beta Fr_{np}}{\Phi_1(\varphi_{кр})} = 0, \quad (2.31)$$

$$\frac{\Delta\gamma}{\gamma_c} \cdot \sin \alpha - \frac{\lambda Fr_{np}}{4\Phi_2(\varphi_n)} = 0. \quad (2.32)$$

Звідки знаходимо функцію критичного кута  $\Phi_{кр}$ , що відповідає умові залпового викиду рідини з коліна газопроводу, враховуючи що

$$\gamma_c = \frac{P}{zRT}, \quad (2.33)$$

$$Fr_{np} = \frac{Q^2}{gR^5} = 2\pi^2 \frac{\omega^2}{Dg}, \quad (2.34)$$

$$\Delta\gamma = \gamma_p - \gamma_c, \quad (2.35)$$

$$\Phi_1(\varphi_{кр}) = \frac{2\beta \cdot \frac{2\pi^2 \omega^2 \gamma_c}{Dg}}{\Delta\gamma \cdot \cos \alpha} = \frac{4\pi^2 \beta \omega^2 P}{zRTDg \cos \alpha \left( \gamma_p - \frac{P}{zRT} \right)}, \quad (2.36)$$

де  $\beta = 1,045-1,1$  – коефіцієнт Коріоліса (поправочний коефіцієнт на нерівномірність розподілення швидкостей);

$\omega$  – лінійна швидкість газу, м/с;

$P$  – середній тиск газу на ділянці газопроводу, Па;

$z$  – коефіцієнт стисливості газу, для некомпримовамого газу ГКР і ГР України – 0,96;

$R$  – постійна газова стала, Дж/кг · К;

$T$  – середня температура газового потоку на ділянці газопроводу, К;

$D$  – внутрішній діаметр газопроводу, м

$g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;

$\alpha$  – кут нахилу ділянки газопроводу до горизонтальної поверхні, рад;

$\gamma_p$  – густина рідини, кг/м<sup>3</sup>.

2.4 Результати реалізації математичні моделі залежності функціональної умови критичного кута до дзеркала рідини

На основі залежності (2.36), використовуючи програмне забезпечення MatLab 6.0 [104] побудуємо 3-D функціональної умови  $\Phi_1(\varphi_{кр})$  для таких умов:

- швидкісний режим роботи газопроводу від 1,0 до 15,0 м/с (до межі повного винесення рідини з коліна газопроводу);

- рельєф траси прокладання газопроводу (від рівнинного газопроводу (кут нахилу ділянки - 0<sup>0</sup>) до газопроводу прокладеного в складних гірських умовах (кут нахилу ділянки до 60<sup>0</sup>));

- діаметральний ряд (від шлейфів ДН100 до МГ ДН1400);

- режим роботи газопроводів відповідає реальним режимам експлуатації промислових газопроводів України і МГ, що транспортують газ власного видобутку (від 1,0 до 4,0 МПа);

- якісний склад забруднень в порожнині газопроводу (вода  $\gamma_p = 998$  кг/м<sup>3</sup>, конденсат  $\gamma_p = 740$  кг/м<sup>3</sup>).

3-D залежності  $\Phi_1(\varphi_{кр})$  для рельєфних газопроводів (DN100, PN=1,0-4,0 МПа, рідина – конденсат) із середнім тиском на досліджуваній ділянці від 1,0 до 4,0 МПа

за умови наявності зкондесованих важких вуглеводнів як забруднень внутрішньої порожнини подано нижче на рис. 2.3. 3-D залежності для інших діаметральних рядів, за умови наявності зконденсованої вологи та важких вуглеводнів як забруднень внутрішньої порожнини газопроводу і зміни тиску від 1,0 до 4,0 МПа подано в додатку В.

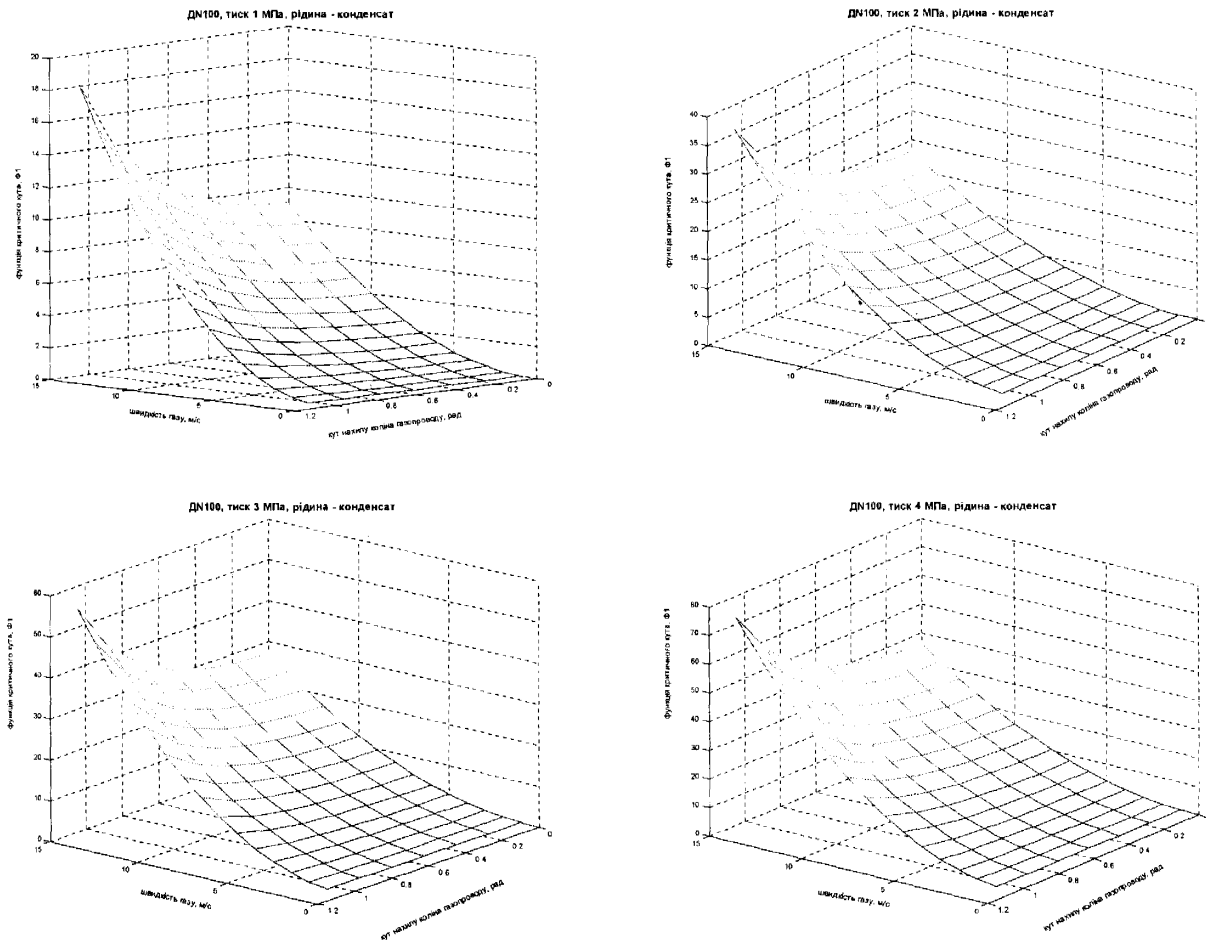


Рис. 2.3 - Математичні моделі залежності  $\Phi_1(\phi_{кр})$  для рельєфних газопроводів (DN100, PN=1,0-4,0 МПа, рідина – конденсат) із середнім тиском на досліджуваній ділянці від 1,0 до 4,0 МПа за умови наявності зкондесованих важких вуглеводнів як забруднень внутрішньої порожнини.

2.5 Розрахунок критичного об'єму забруднень в порожнині газопроводу, що відповідає умові залпового викиду

З рис. 2.1-б видно, що площу сегменту, зайнятого рідиною можна розрахувати за формулою [105]

$$S = \frac{R^2}{2}(2\varphi - \sin 2\varphi), \quad (2.37)$$

де  $R = D/2$  половина внутрішнього діаметру газопроводу, м

Очевидно, що критичний об'єм забруднень, що відповідає умові залпового викиду рідини з коліна газопроводу, на досліджуваній ділянці

$$V_{кр} = \frac{D^2}{4}(2\varphi - \sin 2\varphi)L. \quad (2.38)$$

Враховуючи те, що у кожному конкретному випадку  $L$ - довжина ділянки газопроводу, зайнята рідинними забрудненнями, буде різною, побудуємо залежність питомого критичного об'єму забруднень на одиницю довжини залежно від діаметру газопроводу і половини центрального кута (рис. 2.13)

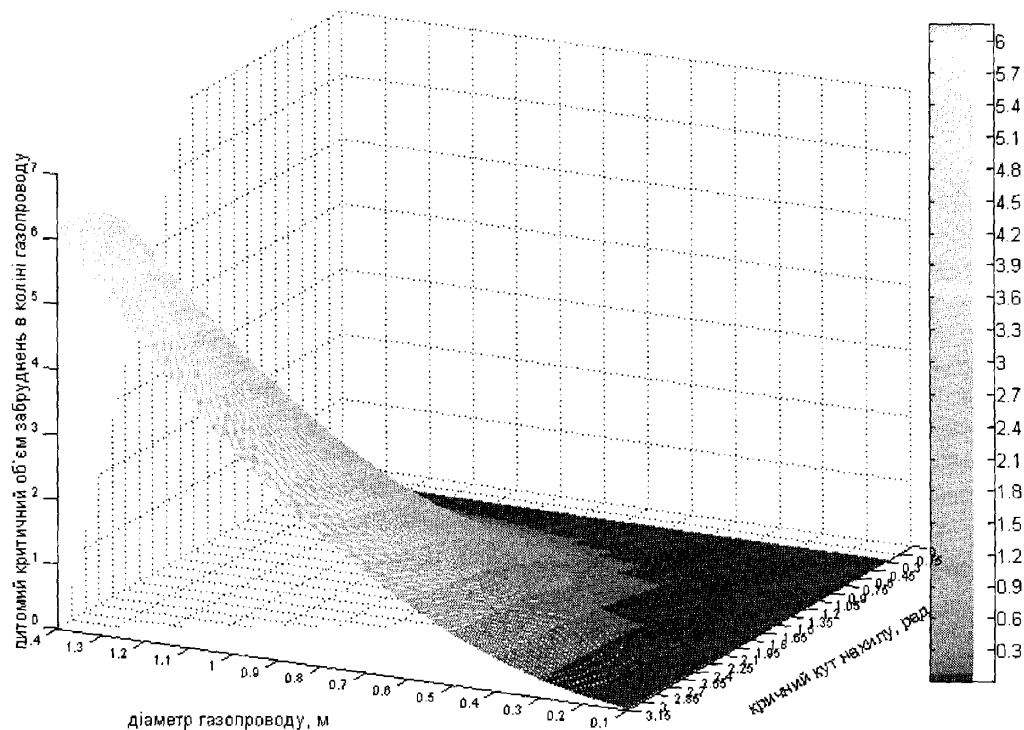


Рис. 2.13 - Залежність питомого критичного об'єму забруднень від критичного кута  $\varphi$  і діаметру газопроводу

Очевидно, що  $V_{кр}$  буде визначатися як добуток питомого критичного об'єму забруднень на довжину ділянки газопроводу



$$V_{кр} = V_{нум} \cdot L. \quad (2.39)$$

Завданням подальших експериментальних досліджень є визначення дійсного об'єму забруднень на ділянці рельєфного газопроводу, який визначається режимом його роботи.

Визначення динаміки об'єму забруднень протягом року внаслідок активації процесу конденсації рідини з газового потоку (конденсація важких вуглеводнів, вологи) за сприятливих термодинамічних умов дасть змогу оцінити  $V_{дин}$  і порівняти його із значенням критичного об'єму забруднень для поточного режиму роботи газопроводу. У разі виконання умови

$$V_{дин} \geq V_{кр} \quad (2.40)$$

констатується факт проходження процесу залпового викиду рідини з коліна досліджуваного газопроводу.

## 2.6 Висновки до другого розділу

1 Проведено теоретичні дослідження прогнозування залпового викиду рідини з коліна газопроводу на основі теорії І. А. Чарного щодо динамічної рівноваги рідини в напірних трубопроводах при діях рушійної сили на шари води і утримуючої сили тяжіння.

2 Отримано рівняння, яке характеризує зміну глибини залягання дзеркала рідини в застійній зоні газопроводу по її довжині, на основі якого визначено критичну глибину, що відповідає умові залпового викиду рідини з порожнини газопроводу, і довжину ділянки газопроводу, зайняту рідинними забрудненнями.

3 Сформульовано умову залпового викиду і прогнозування виникнення процесу залпового викиду рідини з коліна газопроводу, що транспортують газ ГКР України, яка полягає у перевищенні величини критичного об'єму забруднень, запропонованого за даною розробкою, величиною об'єму забруднень в певний період року, що визначатиметься за режимом роботи газопроводу.

4 Рівняння критичного об'єму забруднень в порожнині газопроводу, який відповідає умові залпового викиду рідини, встановлює взаємозв'язок між технічною характеристикою газопроводу, геометрією рідинної пробки, її якісною характеристикою, режимом роботи газопроводу, включаючи швидкісний.

6 Сформульовано ціль експериментальних досліджень щодо визначення об'єму забруднень в порожнині газопроводів відповідно до режиму їх роботи і рельєфу місцевості, якою прокладено трасу газопроводу.

РОЗДІЛ 3  
ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ І ПОБУДОВА  
ЕМПІРИЧНОЇ РЕГРЕСІЙНОЇ ЗАЛЕЖНОСТІ СТУПЕНЯ ЗАПОВНЕННЯ  
РЕЛЬЄФНОЇ ДІЛЯНКИ ГАЗОПРОВОДУ  
РІДИННИМИ ЗАБРУДНЕННЯМИ

Метою експериментальних досліджень є отримання математичної моделі об'єкта, яка використовується для його оптимізації. Для отримання математичної моделі використаємо чинниковий дослід, суть якого полягатиме в послідовній зміні всіх чинників об'єкта і проведенні дослідження за певним планом, отриманні функції відгуку у вигляді лінійного полінома і дослідженні останнього методами математичної статистики.

Чинники та змінні стану обирались виходячи із зібраної апріорної інформації щодо об'єкту дослідження, а також користуючись такими вимогами:

- кожен чинник є регульованим (тобто існує можливість зміни його значення від якогось  $x'$  до  $x''$ );
- зміна одного чинника не спричиняє зміну інших;
- точність вимірювання і керування чинниками є відповідними і достатньо високими;
- всі чинники і змінні стану мають області визначення, задані технологічними або принциповими обмеженнями;
- між чинниками і змінною стану існує однозначна відповідність.

Кібернетичну модель процесу накопичення рідини в порожнині труби побудовано виходячи із того, що на зростання втрат газу на тертя і місцевих опорах, що утворюють забруднення в порожнині газопроводу діятимуть: зміна режиму роботи досліджуваної ділянки і рельєф місцевості, трасою якої прокладено газопровід.

### 3.1 Аналіз якісного складу забруднень в порожнині газопроводу

Якісний склад забруднень в порожнині газопроводів системи збору і видобутку газу проаналізуємо на основі проб газу відібраного із порожнини кільцевого газозбірного колектора Шебелинського ГКР.

Проби забруднень відібрано під час продування дренажних пристроїв:

- між УКПГ-23 та краном № 28 на нитці колектора DN 500;
- між УКПГ-4 та краном № 20а на нитці колектора DN 500.

В першому випадку відібрано водо-конденсатну суміш із зваженим вмістом аморфних і механічних домішок (рис. 3.1). Швидкості газу та кут ухилу висхідної та низхідної ділянки газопроводу сприяють проходженню процесу барботування газу через шар накопичень, об'єм яких оцінено за гідравлічною ефективністю роботи ділянки газопроводу.

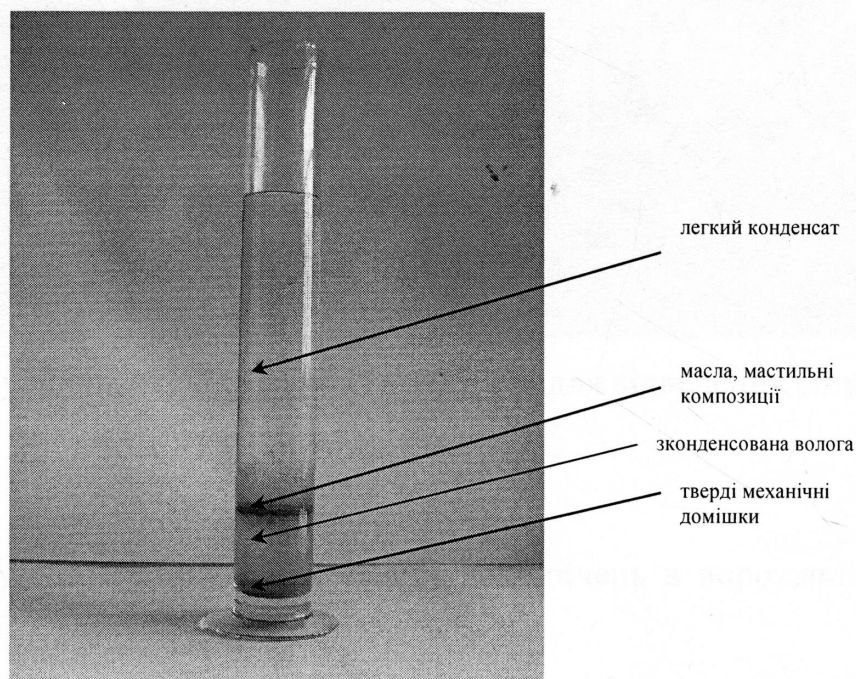


Рис. 3.1 - Проба газу, яку відібрано із пристрою для відведення рідини між УКПГ – 23 та кр. 28

В другому випадку, через значний об'єм накопичених забруднень, пробу відібрано тричі, що відповідає таким етапам очистки: (рис. 3.2)

- початку процесу відбору рідини з газопроводу через дренажний пристрій;
- продовження процесу відбору (за 4 години);
- закінчення процесу відбору.

Як видно з рис. 3.2, розшаруванню забруднень (механічні домішки - вода – масло - конденсат) сприяє режим роботи ділянки, який в основному визначає низька швидкість газового потоку.

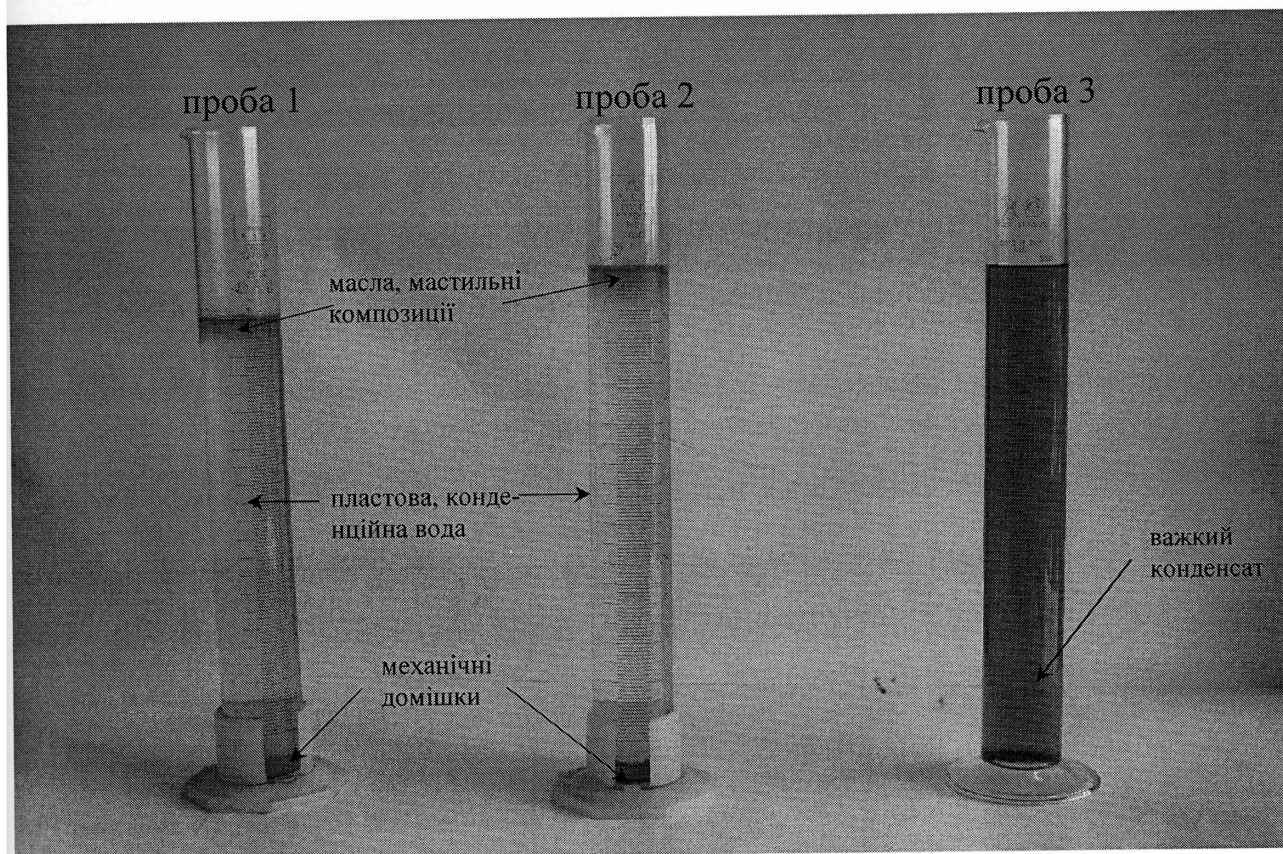


Рис. 3.2 – Проби забруднень, які відібрано із пристрою для відведення рідини між УКПГ-4 та кр. 20а

Нижче подано результати оцінювання вмісту накопичень в порожнині газопроводу для першого і другого випадків.

Дрип між УКПГ-23 та краном № 28 (рисунок 3.1)

0,417 % - важкі механічні домішки, в основному металевий пил, окалина, залишки гірських порід;

16,8 % - вода конденційна із порівняно незначним вмістом солей і зваженими механічними домішками;

1,042 % - масла, аморфні механічні домішки;

81,741 % - легкий конденсат.

Дрип між УКПГ-4 та кр. 20а (рис. 3.2) проба № 1

0,8 % - важкі механічні домішки;

98,4 % - вода пластова, вода конденційна із порівняно значним вмістом солей та зваженими механічними домішками;

0,8 % - масла, продукти окислення.

Проба № 2

0,39% - важкі механічні домішки;

97,65% - вода пластова, вода конденційна із значним вмістом солей та меншим ніж в пробі № 1 вмістом зважених механічних домішок;

1,96% - масла, мастильні композиції, продукти окислення.

Проба № 3

100% - конденсат на основі важких вуглеводневих фракцій.

На основі аналізу отриманих результатів засвідчимо таке:

- під час транспортування газу трасою газозбірних колекторів в певні періоди року існують термодинамічні умови щодо конденсування вологи і важких фракцій з газового потоку, що свідчить про достатньо високу температуру сепарації газу, вищу за температуру середовища його транспортування (рис. 3.1, наявність конденсованої вологи і легкого конденсату);

- неефективна робота сепараторів на УКПГ сприяє механічному виносу важкого конденсату і води, насиченої солями, до порожнини газопроводу (рис. 3.2, проби 1-3, наявність пластової води і важкого конденсату);

- вміст солей, значної кількості механічних домішок, в основному окалини, свідчить про проходження процесів корозійного руйнування в порожнині газопроводу;

- вміст масел підтверджує неефективну роботу сепараторів (в усіх пробах забруднень);

- вміст забруднень в газопроводі являє собою конденсовану вологу із зваженими та осадженими важкими механічними домішками, вкрити тонким шаром масла та значним шаром конденсату.

Аналогічні результати щодо якісного складу забруднень в порожнині газопроводу отримано на основі досліджень газоконденсатної системи в міжпромисловому газопроводі Кременівська УКПНГ – Перещепинська УКПГ, згідно із якими (додаток А):

вміст легкого конденсату – 98 % маси;

вміст хлористих солей – 3,0 мг/дм<sup>3</sup>;

вміст води в % об'ємних – сліди;

вміст механічних домішок – відсутній.

В обох випадках формуванню рідинних забруднень сприяло недотримання температурних режимів на ділянках між УКПГ під час транспортування газу і механічне винесення рідини із сепараційного обладнання.

На основі проведених досліджень зробимо такий висновок:

вміст механічних домішок, хлористих солей, масел та мастильних композицій в порожнині газопроводів системи збору і видобутку газу не перевищує 1,5-2,5% об'єму проби забруднень.

Отже подальші дослідження проведемо для рідинних забруднень – суміш води і конденсату.

### 3.2 Розробка регресійної моделі ступеня заповнення порожнини газопроводу рідиною на основі експериментальних досліджень

Базуючись на результатах аналізування апріорної та науково-технічної інформації розділу 1, об'єм забруднень в порожнині рельєфного газопроводу, що транспортує за суттю двофазове середовище (газ – рідина: конденсат-волога), запишемо як певний ступінь заповнення геометричного об'єму газопроводу (рис. 3.3)

$$V_{забр} = a \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot L, \quad (3.1)$$

де  $a$  – ступінь заповнення геометричного об'єму досліджуваної ділянки газопроводу;

$D$  – внутрішній діаметр газопроводу, м;

$L$  – довжина ділянки газопроводу, м.



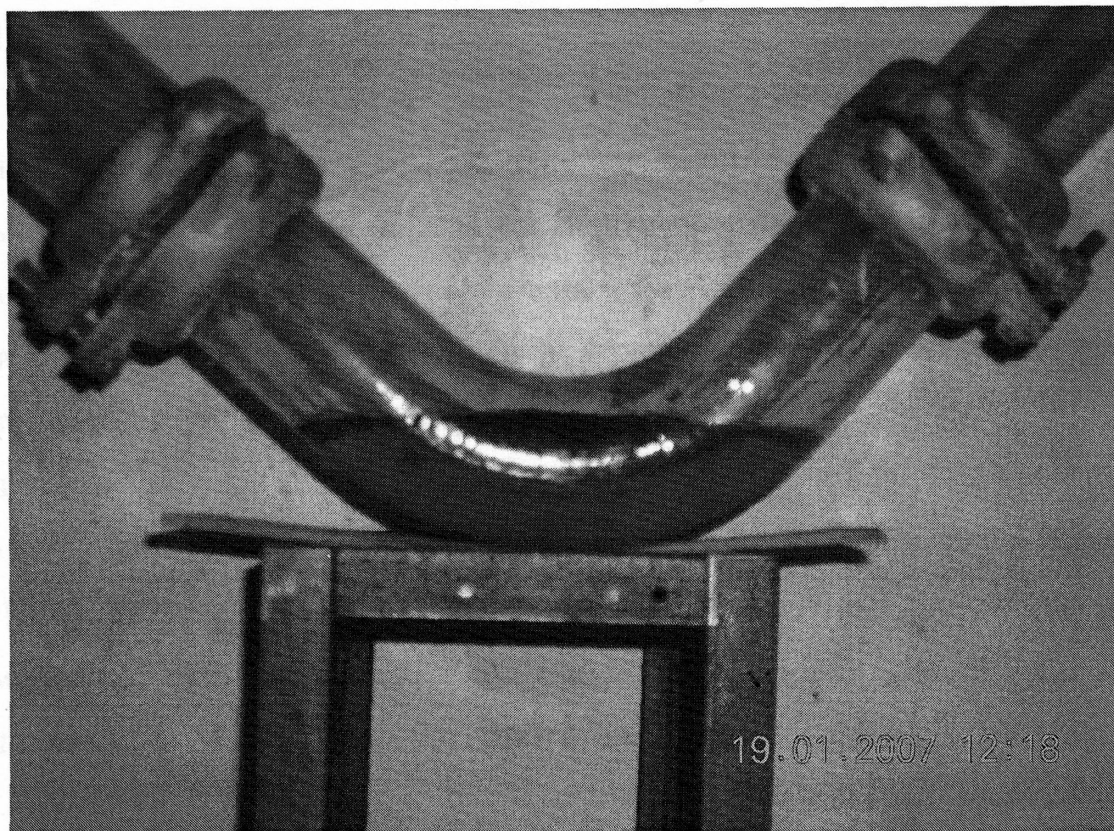


Рис. 3.3 - Схема зменшення загального об'єму трубопроводу, внаслідок заповнення його застійної зони рідиною

Збільшенню втрат тиску за сталої швидкості газу сприяє зростання об'єму забруднень в порожнині труби. З іншого боку зростання втрат тиску за постійної подачі газу на вхід газопроводу свідчить про зменшення гідравлічної ефективності газопроводу. Отже першим чинником, що впливає на безрозмірну функцію відгуку  $a$  – ступінь заповнення рідиною порожнини газопроводу – є режим роботи газопроводу, який відповідає певному значенню гідравлічної ефективності (від 0,01 до 1). Оберемо другий чинник, що впливає на формування об'єму забруднень в порожнині газопроводу, - ухил ділянки газопроводу, адже рельєф траси газопроводу сприяє накопиченню рідини тим ефективніше, чим менша швидкість газу на ділянці газопроводу.

Таким чином на функцію відгуку, математичну модель якої знаходиться, впливають такі чинники:

- режим роботи газопроводу, що відповідає певному значенню коефіцієнта гідравлічної ефективності;
- сумарний ухил ділянок газопроводу.



### 3.2.1 Планування експерименту

Планування експерименту різко підвищить точність і зменшить обсяг експериментальних досліджень. Воно дозволить знайти оптимум функції, що характеризує процес накопичення рідинних забруднень в порожнині труби. Модель процесу опишеться рівнянням регресії, коефіцієнти якого визначатимуться за допомогою спеціальних методів (найменших квадратів тощо).

Планування експерименту є процедурою вибору числа і умов проведення дослідів, що є необхідними і достатніми для розв'язання поставленої задачі із заданою точністю [106]. За результатами проведення експерименту необхідно знайти математичну модель об'єкта дослідження, під якою розуміють рівняння, що зв'язує показники процесу з чинниками, що діють на нього – функція відгуку [107]  $y = \varphi(x_1, x_2, \dots, x_n)$ .

Об'єктом дослідження є ділянка газопроводу, режим роботи якої характеризується певними змінними чинниками. Базуючись на апріорній інформації про об'єкт дослідження оберемо чинники, що впливають на його стан на основі рівнянь, що описують режим течії газу в газопроводах: руху, нерозривності і стану.

$$\frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho\omega^2)}{\partial x} = -\frac{\partial P}{\partial x} - \frac{\lambda\rho\omega^2}{2D} - \rho g \frac{dH}{dx}$$

$$c^2 \cdot \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial x} = -\frac{\partial P}{\partial t}$$

$$P \cdot V = z \cdot R_c \cdot T$$

де  $\frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t}$  - швидкість зміни кількості руху в часі (відображає нестационарність потоку газу);

$\frac{\partial(\rho\omega^2)}{\partial x}$  - інтенсивність зміни кількості руху трасою газопроводу;

$\frac{\partial P}{\partial x}$  - градієнт тиску (визначає головну рушійну силу газу, характеризує дію тис-

ку на одиницю маси потоку;

$\frac{\lambda \rho \omega^2}{2D}$  - сила тертя потоку до стінки труби і опору, що утворюють забруднення в

порожнині газопроводу (втрати енергії на тертя);

$\rho g \frac{dH}{dx}$  - гравітаційні втрати, що відображають дію сили тяжіння під час руху га-

зу трасою рельєфного газопроводу;

$\rho$ ,  $T$ ,  $\rho$ ,  $\omega$  - середні значення по перерізу труби тиску, температури, густини і швидкості газового потоку відповідно;

$z$  - коефіцієнт стисливості газу;

$R_r$  - газова стала;

$\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного опору;

$D$  - діаметр газопроводу;

$H$  - геометрична висота центра тяжіння елемента об'єму газу, що розглядається;

$g$  - прискорення вільного падіння;

$x$  - координата вздовж осі труби;

$t$  – час [108].

Гradient тиску є від'ємною величиною, що характеризує перетворення потенціальної енергії в кінетичну, а сили тяжіння, тертя і гідравлічного опору діють у напрямку протилежному руху потоку газу.

Сплануємо дослідження на трьох рівнях комбінації чинників (верхній, середній, нижній) – повний чинниковий експеримент типу  $3^n$ , за умов якого для двох чинників кількість дослідів складатиме  $3^2 = 9$ .

Умови проведення дослідів:

1 Технічна характеристика труб - скляні труби із внутрішнім діаметром 56 мм, довжиною 2 м.

2 Витрата газу – постійна, регулювання витрати газу – компресором (подача 340 л/хв. (518,4 м<sup>3</sup>/добу)).

Вимірювання – побутовим лічильником “Gallus”.

3 Контроль за зміною тиску на початку і в кінці ділянки газопроводу:

- манометрами зразковими на 1,5 кгс/см<sup>2</sup> (клас точності – 0,4),

- диференційними манометрами згідно із вимогами нормативних документів [109, 110].

4 Контроль за температурою газового потоку – термометром електронним згідно із вимогами [111].

5 Точність приладів, умови проведення дослідів, точність вимірювання витрати газу, тиску в початковій і кінцевій точках ділянки газопроводу і температури газового потоку відповідали вимогам нормативних документів [112, 113].

6 Моделювання режиму роботи газопроводу, що відповідає його експлуатації за певного значення коефіцієнта гідравлічної ефективності, створювалось на основі розрахунку технологічного проектування магістральних газопроводів відповідно до вимог розділу 3.4.

7 Вимірювання зібраної кількості рідини з порожнини ділянок – мірними ємностями.

Умови проведення експерименту і його результати в якості робочої матриці планування експерименту зведено до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

**Матриця планування експерименту по виведенню емпіричної залежності ступеня заповнення рідиною порожнини газопроводу під впливом режиму роботи рельєфного газопроводу**

№	Зміна чинників			Умови проведення дослідів	Ступінь заповнення порожнини ділянки газопроводу рідиною				a <sub>сер</sub>
	фіктивна змінна, x <sub>0</sub>	режим роботи ділянки газопроводу за певного значення E	ухил ділянки газопроводу		a <sub>1</sub>	a <sub>2</sub>	a <sub>3</sub>	a <sub>4</sub>	
1	+	1	1	на вхід газопроводу рідини не поступає, в газопроводі відсутня рідина; ділянка газопроводу, що характеризується значною кількістю балок і висхідних ділянок із загальним ухилом близьким до вертикального	0	0	0	0	0

Продовження таблиці 3.1

Матриця планування експерименту по виведенню емпіричної залежності ступеня заповнення рідиною порожнини газопроводу під впливом режиму роботи рельєфного газопроводу

2	+	$\approx 0,5$	1	поступлення рідини на вхід в газопровід, наявність певного об'єму забруднень в порожнині трубопроводу, ухил газопроводу близький до вертикального	0,07	0,1	0,08	0,11	0,09
3	+	$\approx 0,01$	1	газопровід майже повністю заповнений рідиною, ухил ділянок газопроводу близький до вертикального	0,14	0,11	0,15	0,18	0,145
4	+	1	0,71	на вхід газопроводу рідини не поступає, в газопроводі відсутня рідина, трасу газопроводу прокладе місцевістю із значною кількістю балок і висхідних ділянок із загальним ухилом до $45^\circ$	0	0	0	0	0
5	+	$\approx 0,5$	0,71	поступлення рідини на вхід в газопровід, наявність певного об'єму забруднень в порожнині трубопроводу, трасу прокладено із висхідними ділянками із загальним ухилом до $45^\circ$	0,18	0,21	0,26	0,23	0,22
6	+	$\approx 0,01$	0,71	газопровід майже повністю заповнений рідиною, ухил ділянок газопроводу до $45^\circ$	0,36	0,4	0,53	0,42	0,43
7	+	1	0	на вхід газопроводу рідини не поступає, в газопроводі відсутня рідина, рівнинний газопровід	0	0	0	0	0
8	+	$\approx 0,5$	0	поступлення рідини на вхід в газопровід, наявність певного об'єму забруднень в порожнині трубопроводу,	0,42	0,52	0,44	0,35	0,43
9	+	$\approx 0,01$	0	газопровід майже повністю заповнений рідиною, рівнинний газопровід	0,96	0,91	0,98	0,93	0,95

В матриці в табл. 3.1 прийнято такі позначення:  $x_0$  – стовпчик значень фіктивної змінної для узагальнення розрахунків коефіцієнтів математичної моделі;  $m$  – чи-

сло паралельних значень змінної стану; + - максимальне значення чинника; - - мінімальне значення чинника.

Складемо рівняння регресії за планом

$$y = b_0x + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3. \quad (3.2)$$

Коефіцієнти рівняння  $b_i$  визначимо за формулою

$$b_i = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N x_{iu} \bar{y}_u, \quad (3.3)$$

де  $i=1,2,3,\dots,n$ ;

$N$  – число рядків матриці планування.

Середнє значення змінної стану за паралельними дослідями  $u$ -го рядка матриці планування

$$\bar{y}_u = \frac{1}{m} \sum_{k=1}^{Nm} y_{uk}, \quad (3.4)$$

де  $m$  – число паралельних рядків;

$Nm$  – загальна кількість дослідів;

$k$  – кількість чинників.

Розрахуємо коефіцієнти регресії за формулою 3.3:  $b_0 = 0,2513$ ,  $b_1 = -0,2099$ ,  $b_2 = -0,09083$

Врахуємо нелінійність рівняння регресії за формулою

$$\bar{y} = b_0x_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_{12}x_1x_2. \quad (3.5)$$

Ефект взаємодії означає, що вплив одного чинника, наприклад куту нахилу, на вихідну величину об'єму забруднень залежить від того, які значення набудуть інші чинники. В рівнянні (3.5) має місце так звана взаємодія першого порядку. Коефіцієнти взаємодії визначатимемо за формулою

$$b_{ij} = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N x_{iu} x_{ju} y_u. \quad (3.6)$$

За даними табл. 3.1 за формулою (3.6)  $b_{12} = 0,641875$ .

Отже математична модель має відповідати виразу

$$y = b_0 + \sum_{i=1}^n b_i x_i + \sum_{i,j=1}^n b_{ij} x_i x_j. \quad (3.7)$$

Для випадку, що розглядається

$$a = 0,2513 - 0,2099E - 0,09083i + 0,641875(1 - E)(1 - i). \quad (3.8)$$

### 3.2.2 Аналіз рівняння регресії

Після визначення коефіцієнтів рівняння регресії переходимо до його статистичного аналізу, що складається з трьох етапів:

- дисперсії відтворення або оцінки помилки експерименту;
- значимості коефіцієнтів рівняння регресії;
- адекватності моделі.

Помилку досліду або дисперсії відтворення  $S_0^2$  оцінюють за паралельними дослідженнями [114]. Перед розрахунком помилки досліду переконаємося, що розсіювання результатів дослідів не перевищує деякого значення. Розрахуємо середні рядкові значення  $S_u^2$  і перевіримо їх однорідність за формулою

$$S_u^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{k=1}^m (y_{uk} - \bar{y}_u)^2. \quad (3.9)$$

Для перевірки однорідності дисперсій  $S_u^2$  розрахуємо критерій Кохрена за формулою

$$G_p = \frac{S_{u \max}^2}{\sum_{u=1}^N S_u^2}, \quad (3.10)$$

де  $S_{\text{umax}}^2$  – максимальне значення з розрахункових рядкових дисперсій, і порівняємо його з табличним значенням  $G_T$  для  $q=0,05$ .

У разі виконання умови

$$G_p < G_T \quad (3.11)$$

гіпотеза про однорідність дисперсій приймається.

Результати оцінки помилки експерименту (перевірка дисперсії відтворення) за формулами (3.9-3.11) [115] є такими:

- сума всіх дисперсій – 0,013422917;
- максимальне значення рядкової дисперсії – 0,005291667;
- розрахункове значення критерію Кохрена – 0,3955;
- теоретичне значення критерію Кохрена для ступенів свободи  $f_1=3$  та  $f_2=9$  при рівні значимості ( $q=0,05$ ) – 0,4027.

Умова  $G_p < G_T$  виконується, отже дисперсія однорідна.

Значення рядкових дисперсій за рівнянням розрахуємо за рівнянням

$$S_0^2 = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N S_u^2 = 19924,81523 \quad (3.12)$$

Середньоквадратичне відхилення або похибка відтворюваності

$$S_0 = \sqrt{S_0^2} = 142,015. \quad (3.13)$$

Отже помилка дослідів  $S_0^2 = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N S_u^2 = 0,00149$ . Середньоквадратичне відхилення або похибка відтворювання становитиме  $S_0 = \sqrt{S_0^2} = 0,0386$ .

Значимість коефіцієнтів рівняння регресії перевіримо за дисперсією коефіцієнтів регресії  $S_{b_i}^2 = \frac{S_0^2}{Nm} = 0,0064$ , при чому має виконатись умова  $|b_i| > |\Delta b_i|$ , де  $\Delta b_i$  - довірчий інтервал, який внаслідок рівності  $S_{b_i}$  для всіх коефіцієнтів, є однаковим для всіх  $b_i$ .

$b_0 = 0,2504 > S_{b_i}$  – умова значимості коефіцієнта рівняння виконується,

$b_1 = |-0,2095| > S_{b_1}$  – умова значимості коефіцієнта рівняння виконується,

$b_2 = |-0,09| > S_{b_2}$  – умова значимості коефіцієнта рівняння виконується,

$b_{12} = 0,6456 > S_{b_{12}}$  – умова значимості коефіцієнта рівняння виконується.

Придатність лінійного рівняння регресії для розв'язання задачі пошуку області оптимуму (сукупності найбільш сприятливих умов) перевіримо порівнянням двох дисперсій – адекватності  $S_{ад}^2$  та дисперсії відтворення  $S_0^2$ .

Дисперсія адекватності показує розсіювання середніх дослідних даних змінної стану  $\bar{y}_u$  відносно тих значень змінної стану  $\bar{y}_u$ , що розраховано за отриманим рівнянням регресії, значення якої визначають за формулою

$$S_{ад}^2 = \frac{m}{N-l} \sum_{u=1}^N (\bar{y}_u - \bar{y}_u^*)^2, \quad (3.14)$$

де  $l$  – число членів регресії, що залишилися після перевірки їх значимості.

Адекватність перевіряють оцінкою співвідношення

$$F_p = \frac{S_{ад}^2}{S_0^2}, \quad (3.15)$$

за критерієм Фішера

$$F_p < F_T, \quad (3.16)$$

для ступенів свободи  $f_{ад}=N-l$ ,  $f_0=N(m-1)$  та заданого рівня значимості  $q$ , де  $F_p$  і  $F_T$  – відповідно розрахункове і табличне значення критерію Фішера.

Результати перевірки адекватності математичної моделі, проведеної за формулами (3.14-3.16), тобто придатності лінійного рівняння регресії для розв'язання задачі пошуку області оптимуму – сукупності найсприятливіших умов, зведено до табл. 3.2.

Теоретичне значення критерію Фішера для ступенів свободи  $f_{ад}=N-l=9-4=5$  і  $f_0=N(m-1)=9(4-1)=27$  за умови заданого рівня значимості  $q=0,05$  -  $F_T=2,57$ .



**Розрахунок дисперсії адекватності і перевірка умови придатності лінійного  
рівняння регресії для розв'язання задачі пошуку області оптимуму**

$y_1$	$y_2$	$y_3$	$y_4$	$\bar{y}_u$	$\bar{y}_u$	Дисперсія адекватності $S_{ад}^2$	Дисперсія відтворення, $S_0^2$	Значення коефіцієнта Фішера $F_p$	Перевірка умови
0	0	0	0	0	-0,0495	0,00369023	0,001491435	2,47	умова виконується
0,07	0,1	0,085	0,11	0,09125	0,10491				
0,14	0,11	0,15	0,18	0,145	0,15660				
0	0	0	0	0	-0,0041				
0,18	0,21	0,26	0,23	0,22	0,24116				
0,36	0,4	0,53	0,42	0,4275	0,41576				
0	0	0	0	0	-0,0283				
0,42	0,52	0,44	0,35	0,4325	0,44705				
0,96	0,91	0,98	0,93	0,945	0,97886				

Виконання умови  $F_p > F_m$  свідчить про адекватність математичної моделі.

Схему лабораторної установки подано на рис. 3.4.

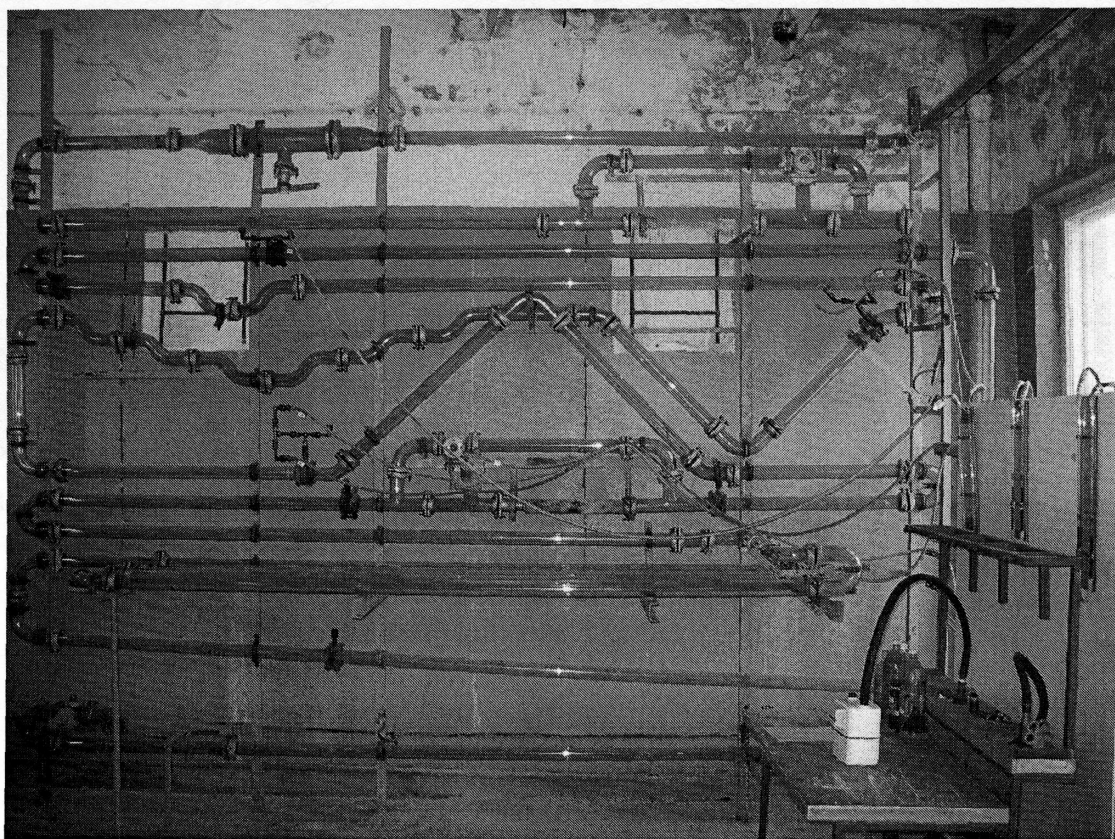


Рис 3.4 - Схема лабораторної установки

На рис. 3.5 – 3.7 зображено процеси проведення досліджень заміру ступеня заповнення рідиною застійних зон газопроводу при режимі його роботи, що характеризується коефіцієнтом гідравлічної ефективності – 0,1 (рис. 3.5 – кут нахилу ділянки  $90^{\circ}$ , рис. 3.6 – кут нахилу ділянки  $45^{\circ}$ , рис. 3.7 - модель рівнинного газопроводу). Для експериментального вивчення функціональної залежності ступеня заповнення геометричного об'єму газопроводу рідиною від режиму роботи газопроводу, що відповідає певному значенню коефіцієнта гідравлічної ефективності, проводимо ряд вимірювань кількості зібраної рідини за різних режимів роботи на ділянці досліджуваного трубопроводу із певним кутом нахилу, починаючи від рівнинного газопроводу і закінчуючи дослідженням газопроводу, що транспортує газ у вертикальному напрямку (свердловина). Вимірювання (для одних і тих же значеннях чинників) проводимо кілька разів.

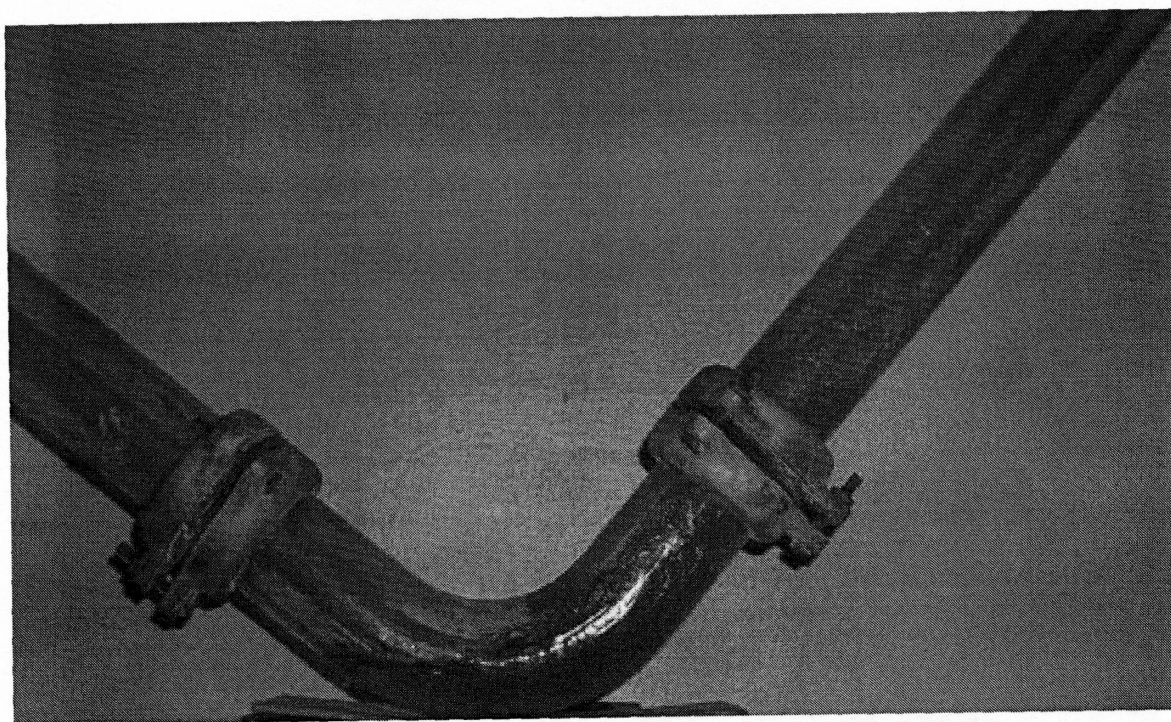


Рис. 3.5 - Процес проведення дослідження ступеня заповнення рідиною застійних зон газопроводу за коефіцієнта гідравлічної ефективності 0,1 та куту нахилу ділянки –  $90^{\circ}$



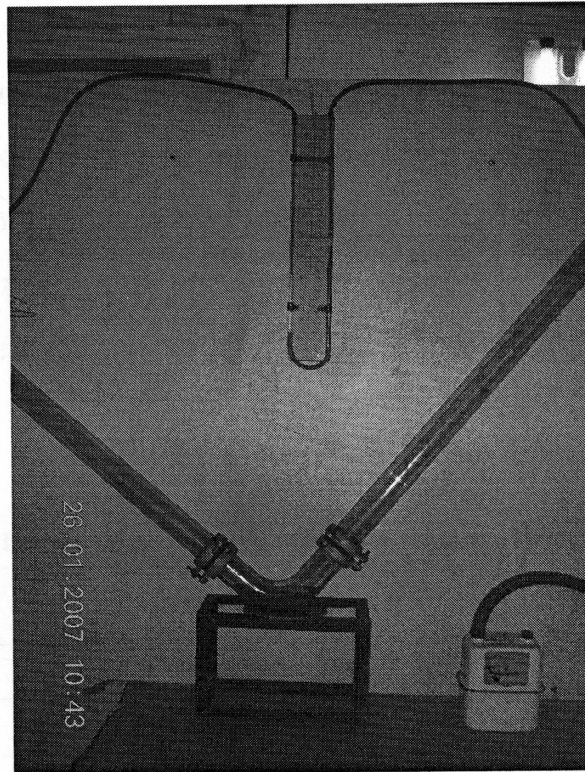


Рис. 3.6 - Процес проведення дослідження ступеня заповнення рідиною застійних зон газопроводу за коефіцієнта гідравлічної ефективності 0,1 та куту нахилу ділянки  $45^{\circ}$

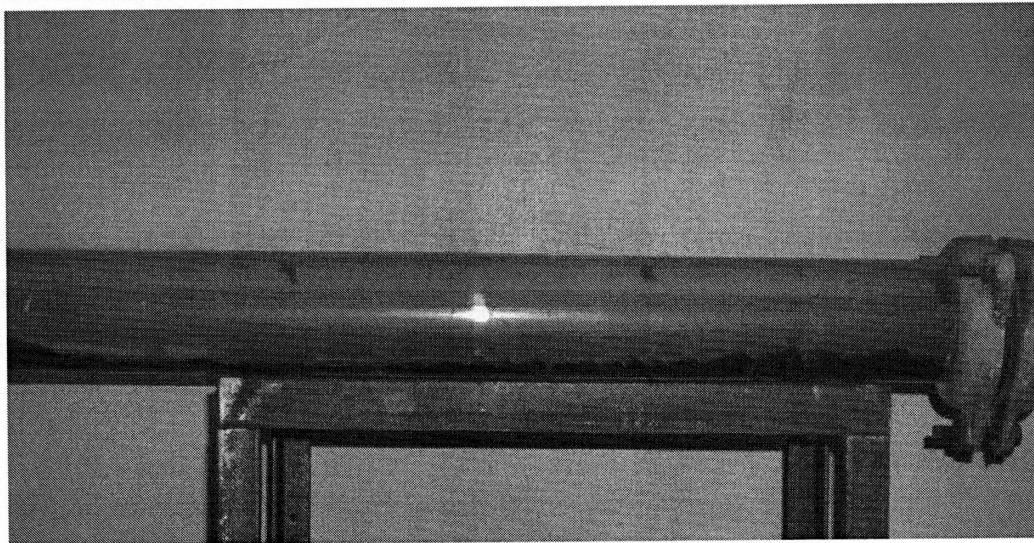


Рис. 3.7 - Процес проведення дослідження ступеня заповнення рідиною застійних зон рівнинного газопроводу за коефіцієнта гідравлічної ефективності 0,1

Середні значення результатів вимірювань подано в табл. 3.3, результати розрахованих за формулою 3.8 значень ступеня заповнення геометричного об'єму газопроводу рідиною подано в табл. 3.4, графічні залежності між розрахованим ступе-



**Результати розрахунку ступеня заповнення рідиною геометричного об'єму ділянок газопроводу із різними кутами нахилу за різних режимів роботи**

Коефіц. гідр. еф.-ті.	Значення коефіцієнта а											
	кут ухилу ділянки газопроводу, рад											
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,05	0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0,01	0,1804	0,2565	0,3263	0,4023	0,4790	0,5465	0,6200	0,6977	0,7665	0,8398	0,9130	1
0,05	0,1499	0,2200	0,2900	0,3601	0,4302	0,5002	0,5703	0,6403	0,7104	0,7805	0,8155	0,8505
0,1	0,1394	0,2063	0,2731	0,3399	0,4068	0,4737	0,5405	0,6074	0,6424	0,7411	0,7745	0,8079
0,2	0,1184	0,1789	0,2393	0,2997	0,3602	0,4206	0,4810	0,5415	0,6019	0,6623	0,6925	0,7228
0,3	0,0974	0,1515	0,2055	0,2594	0,3135	0,3675	0,4215	0,4756	0,5295	0,5836	0,6106	0,6376
0,4	0,0764	0,1240	0,1716	0,2192	0,2668	0,3144	0,3620	0,4096	0,4572	0,5048	0,5286	0,5524
0,5	0,0554	0,0966	0,1378	0,1789	0,2202	0,2613	0,3025	0,3437	0,3850	0,4260	0,4466	0,4672
0,6	0,0345	0,0692	0,1040	0,1387	0,1735	0,2083	0,2430	0,2778	0,3125	0,3473	0,3647	0,3820
0,7	0,0135	0,0418	0,0701	0,0984	0,1268	0,1552	0,1835	0,2118	0,2402	0,2685	0,2827	0,2968
0,8	0,008	0,0144	0,0363	0,0582	0,0801	0,1021	0,1240	0,1460	0,1678	0,1898	0,2007	0,2117
0,9	0,004	0,007	0,008	0,0179	0,0335	0,0490	0,0645	0,0800	0,0955	0,1110	0,1188	0,1265
1	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001

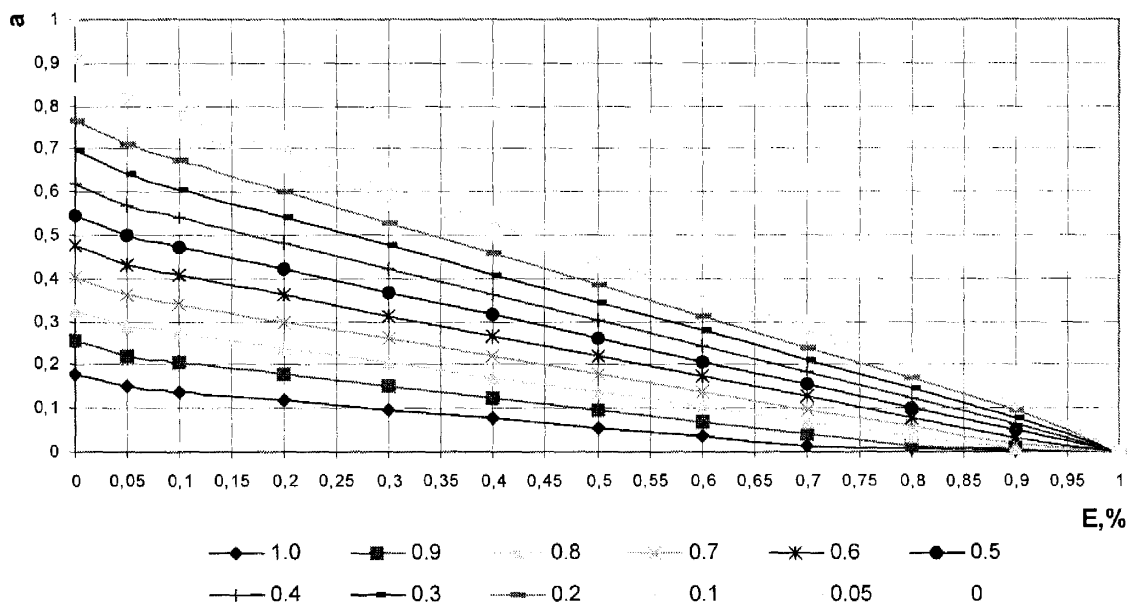


Рис. 3.8 - Розрахункові криві залежності між ступенем заповнення геометричного об'єму трубопроводу і режимом його роботи, що характеризується певним значенням коефіцієнта гідравлічної ефективності, за різних кутів нахилу

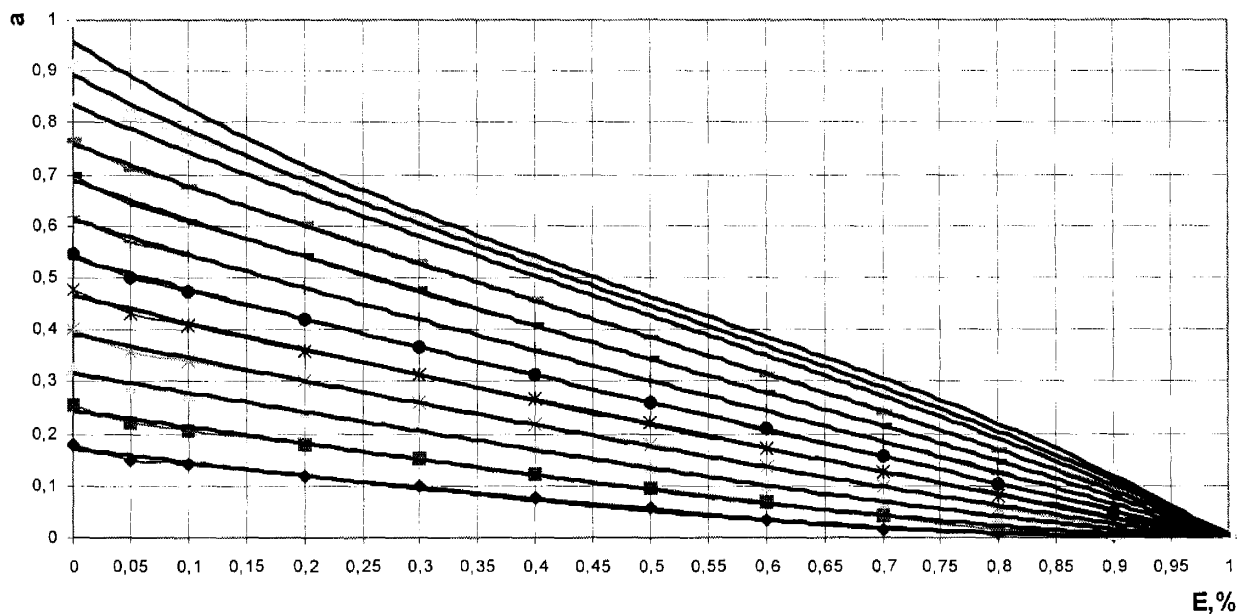


Рис. 3.9 - Апроксимація результатів розрахунку ступеня заповнення геометричного об'єму газопроводу рідиною

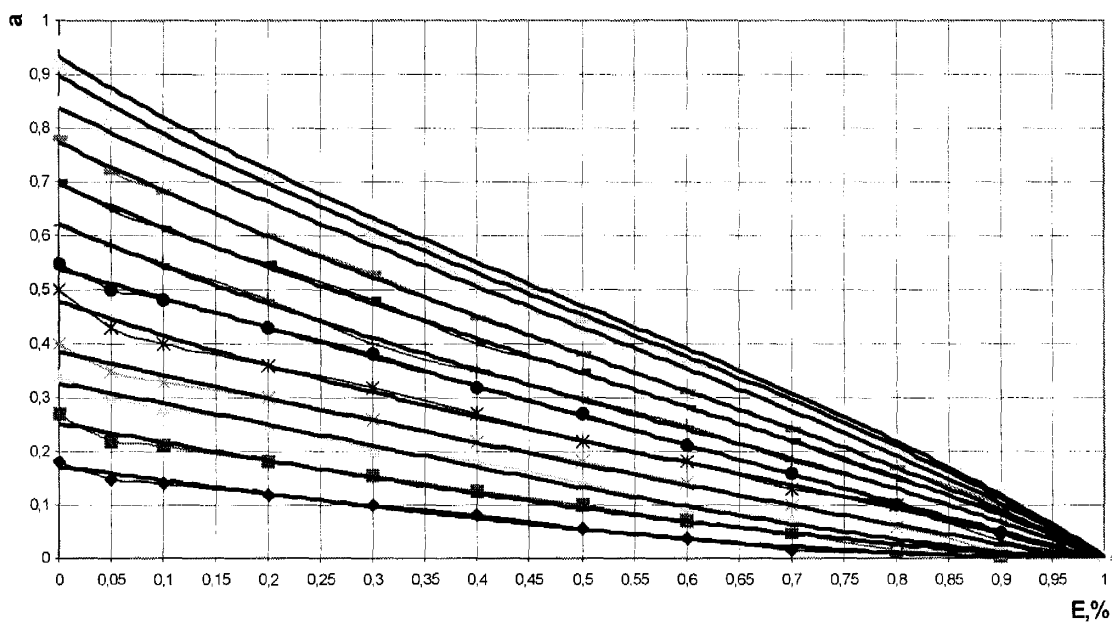


Рис. 3.10 - Збіжність результатів вимірювання і розрахункових даних ступеня заповнення рідиною геометричного об'єму трубопроводу

З аналізу рис.3.8-3.10 та табл. 3.3-3.5 витікає:

- між розрахунковими значеннями, отриманими як результати за формулою 3.8 і даними вимірювання, існує значна збіжність;

- високі коефіцієнти кореляції апроксимованих кривих свідчать про достатню тісноту зв'язку між змінними [107, 116];

- отримані рівняння кривих вельми точно описують ступінь заповнення порожнини газопроводу при різних режимах роботи рельєфних ділянок газопроводу, які (режими) характеризують різні значення коефіцієнта гідравлічної ефективності.

Таким чином розрахунковий об'єм рідинних забруднень в порожнині газопроводу визначають за формулою:  $V_{забр} = a \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot L$ ,

де  $D$ ,  $L$  - геометричні параметри газопроводу: внутрішній діаметр і довжина, відповідно, м

$a$  – приймемо як коефіцієнт, що характеризує ступінь заповнення геометричного об'єму газопроводу рідиною, і визначається за табл. 3.5.

Дані табл. 3.5 переведені у графічну залежність відповідатимуть даним рис. 3.11.

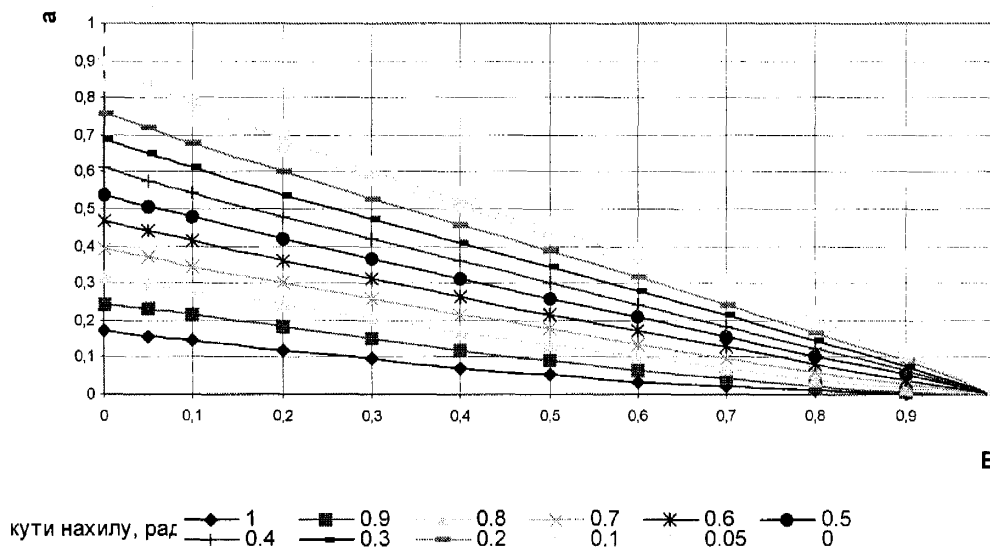


Рис. 3.11 - Зміна коефіцієнта  $a$  (ступеня заповнення рідиною газопроводу)

Зміну коефіцієнта  $a$  – ступеня заповнення порожнини газопроводу рідиною – залежно від зміни чинників (коефіцієнта гідравлічної ефективності роботи ділянки газопроводу і її ухилу) можна зобразити в об'ємному вигляді (рис. 3.12)

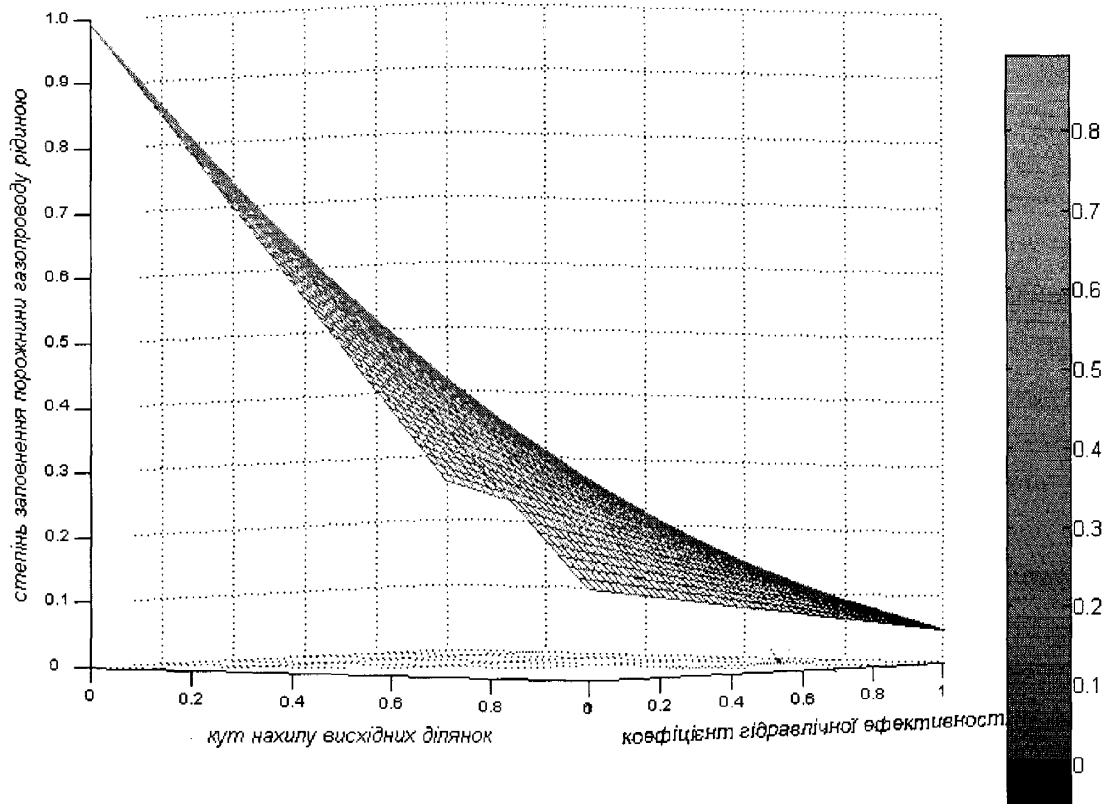


Рис 3.12 - Залежність коефіцієнта  $a$  від коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки газопроводу і її куту нахилу

Порівняємо дані розрахунку об'єму забруднень в порожнині діючих газопроводів системи збору і видобутку газу і магістральних газопроводів, що транспортують газ ГКР, із даними диспетчерських служб газопромислових і лінійно-виробничих управлінь про збір і утилізацію забруднень, вилучених із порожнини газопроводів (табл. 3.5).

Дані табл. 3.5 свідчать про достатню збіжність результатів для ділянок невеликої протяжності (похибка визначення близько 5%), для протяжних магістральних газопроводів похибка визначення сягає 11 %, причиною чого є значна кількість чинників, що впливають на процес дослідження:

- зміна витрати газу протягом проведення дослідження;
- зміна технічної характеристики ділянок газопроводу, на яких протягом експлуатації проведено ремонтні роботи (заміна труб, тощо), не врахована у паспорті;



**Збіжність даних розрахункового визначення об'єму забруднень і даних служб  
щодо збору забруднень з порожнини газопроводів**

Ділянка газопроводу	Розрахунковий об'єм забруднень в порожнині газопроводу, м <sup>3</sup>	Об'єм забруднень, вилучених з порожнини труби після очистки, м <sup>3</sup>	Різниця між розрахунковими даними і даними диспетчерських служб, м <sup>3</sup>	Метод очистки газопроводу	Розрахунковий залишок забруднень в порожнині ділянки газопроводу, м <sup>3</sup>	Збіжність результату, %
Кільцевий газозбірний колектор Шебелинського ГКР: УКПГ-23 – УКПГ-14	11,0	6,7	4,3	продування дренажного пристрою	3,8	95,5
Кільцевий газозбірний колектор Шебелинського ГКР: УКПГ-4 – УКПГ-1	10,96	4,2	6,76	продування дренажного пристрою	6,1	94,0
Кільцевий газозбірний колектор Шебелинського ГКР: УКПГ-4 – кр. № 20а	12,15	12,0	0,15	продування дренажного пристрою	0,8	94,9
Кільцевий газозбірний колектор Шебелинського ГКР: УКПГ-24 – УКПГ-25	16,28	10,1	6,18	зміна напрямку потоку, гідроудар	5,3	94,6
МГ Шебелинка – Харків (газ Шебелинського ГКР)	484,96	288,0	196,96	пропуск очисного пристрою	144,32	89,2
МГ Пасічна - Тисмениця (газ Бит.-Бабч. ГКР) (№ 159– № 164)	7,08	5,6	1,48	високошвидкісний потік	1,57	98,7

- збільшена кількість механічних домішок в магістральних газопроводах із тривалим терміном експлуатації, або із неякісно проведеною очисткою внутрішньої порожнини перед здачею газопроводу в промислову експлуатацію [117].

### 3.3 Дослідження динаміки об'єму забруднень в порожнині газопроводів, що транспортують газ газоконденсатних родовищ

Процес сепарування і осушування газу на газоконденсатних промислах України не виключає попадання в порожнину газопроводу рідини (конденсат, волога) у зваженому стані. Тому за сприятливих термодинамічних умов під час транспортування газу системою газопроводів збору і видобутку газу, а також під час його подачі споживачам системою магістральних газопроводів, не виключена поява додаткової кількості рідини в порожнині газопроводу, що може виділитись з газового потоку. Внаслідок сукупності причин щодо появи рідини в порожнині газопроводу, наведених в розд. 1, розподіл шарів рідини в застійній зоні газопроводу при невеликих швидкостях газу виглядатиме таким чином (рис. 3.13) [118]:

- нижній шар – механічні домішки (в середньому до 2,5 % об'єму);
- потужний шар води (пластової, конденсаційної), залежно від умов експлуатації родовища, УКПГ і газопроводу (може коливатися в досить широких межах);
- шар, масел, мастил, мастильних композицій, зважених залишків продуктів розпаду тощо (в межах до 1%);
- верхній шар (легкий або важкий конденсат, коливається в широких межах).

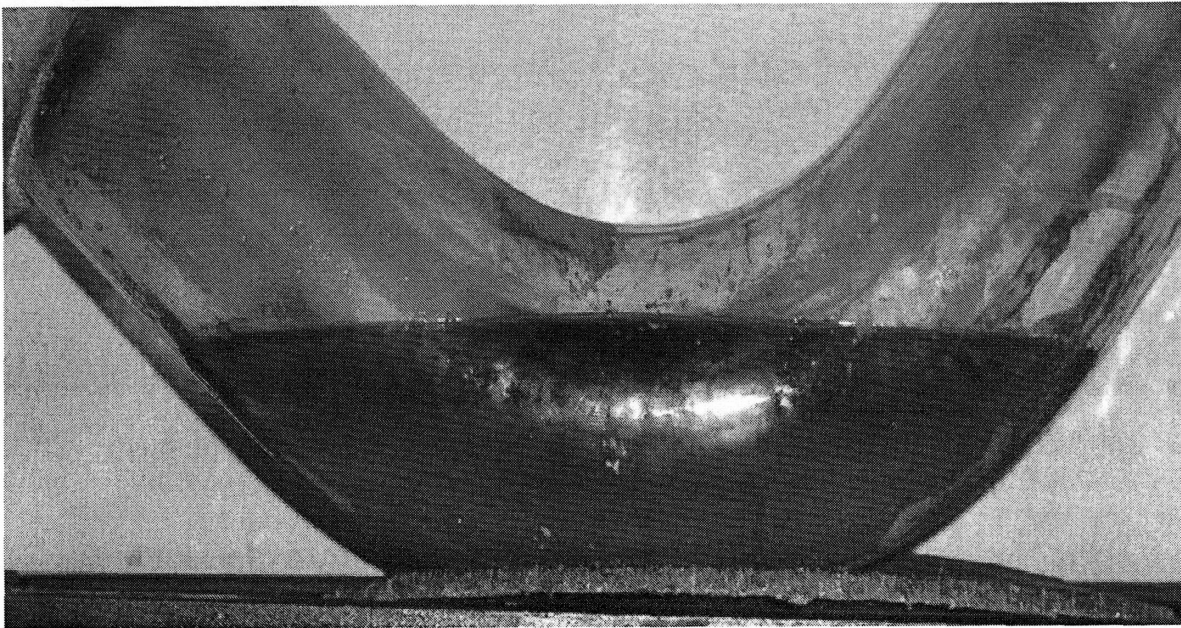


Рис. 3.13 - Розподіл шарів забруднень в застійній зоні газопроводу

Проведемо простий дослід: піддамо забруднення в порожнині газопроводу дії високошвидкісного потоку, тобто змодельємо зміну відбору газу в реальному газопроводі в зимовий період. Як видно з рис. 3.14 з коліна газопроводу під дією високих швидкостей газу винесено до 75% верхнього шару конденсату.

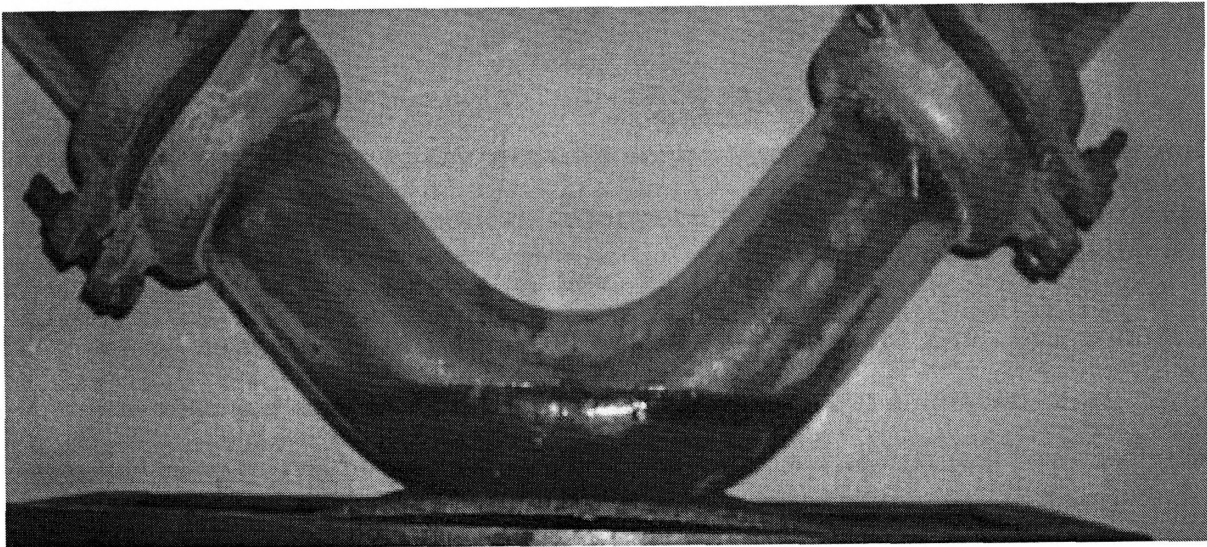
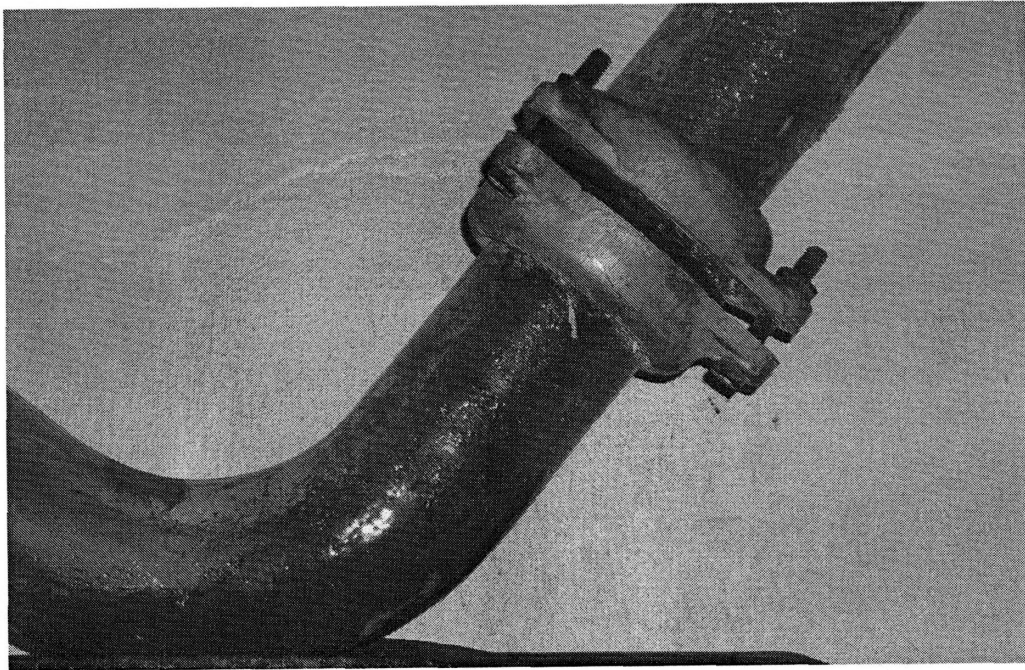


Рис. 3.14 - Зміна об'єму шарів забруднень в застійній зоні газопроводу

Наступний дослід моделює залповий викид рідини в зимово-весняний період експлуатації. Скажімо, за зимовий період застійна зона газопроводу, що експлуатується на одному і тому самому режимі, який характеризувався крім того наявністю термодинамі-



чних умов щодо конденсації рідини з газового потоку, майже повністю заповнена. Певна межа перекриття перерізу труби призведе до зростання значення тиску в початковій точці (рис. 3.15), в місці перекриття газопроводу утвориться значний перепад тиску, який призведе до залпового викиду рідини на наступну ділянку.

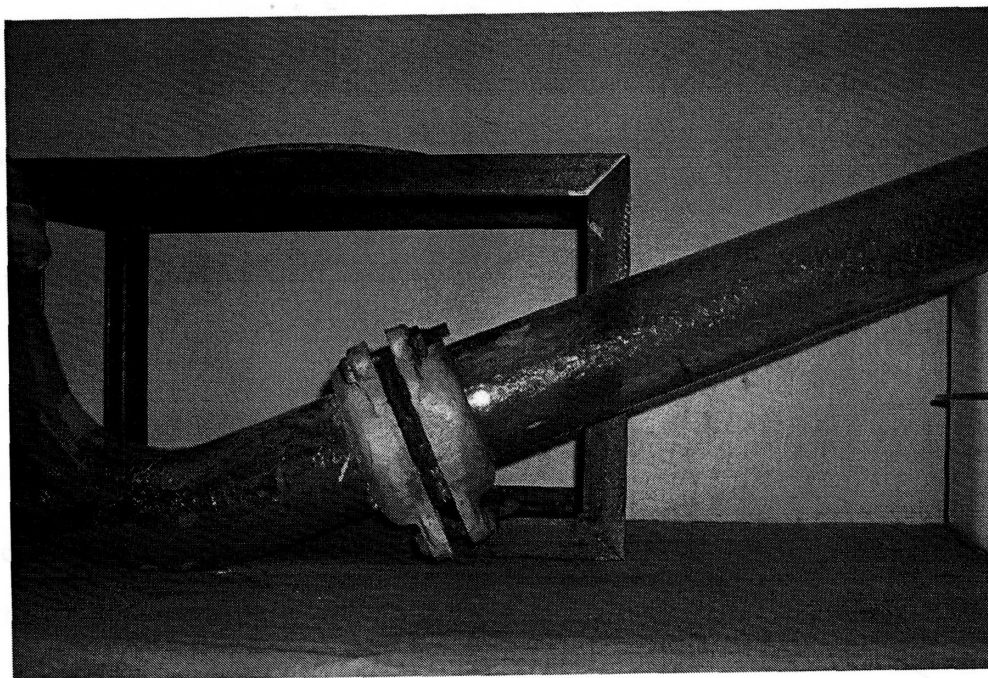


Рис. 3.15 - Залповий викид рідини з порожнини газопроводу

Таким чином протягом року експлуатація газопроводів системи збору і видобутку газу ГКР характеризується постійною зміною об'єму рідини в застійних зонах, внаслідок зміни режимів роботи газопроводу, що пов'язані із процесами перерозподілу мас рідини трасою його ділянок.

Запропонований нижче метод передбачає визначення динаміки зміни об'єму забруднень в порожнині кожного конкретного газопроводу шляхом:

- визначення питомої вагової кількості важких вуглеводнів в газовому потоці;
- перевірка наявності термодинамічних умов трасою газопроводу щодо конденсації рідини (незалежно вологи чи конденсату) з газового потоку;
- визначення джерела надходження некондиційного газу;
- визначення періодів активації процесу конденсації рідини з газового потоку.

1 Для визначення кількості дрібнодисперсної рідини в зрівноваженому стані в газовому потоці для газопроводів, що транспортують газ газоконденсатних родовищ, під обробки газоконденсатної системи на УКПГ необхідно скласти матеріаль-

ний баланс важких вуглеводнів для оцінки ефективності їх вилучення за умов того чи іншого технологічного процесу. Для складання балансу необхідно знати кількість важких фракцій (в грамах до одного кубічного метру газу) на різних стадіях технологічного процесу обробки газоконденсатної суміші.

Таким чином шляхом відбору проб на виході з промислу, трасою газопроводу та подальшого аналізу його компонентного складу можливо скласти схему насичення/виділення конденсату залежно від термодинамічних умов в газопроводі.

Для визначення питомої вагової кількості важких вуглеводнів в досліджуваному потоці газу шляхом аналізу компонентного складу використовують формулу [61]:

$$q' = 10 \sum_{i=5}^{9+\text{вищі}} \frac{C_i M_i}{24,04}, \text{ г/м}^3, \quad (3.17)$$

де  $C_i$  – відсотковий мольний (об'ємний) вміст  $i$ -того компонента (від пентанів до нонанів+вищі);

$M_i$  – молекулярна вага  $i$ -того компонента.

Але застосування цієї формули обумовлено якістю відібраної проби, як наслідок неправильний відбір проби позначиться на значній похибці під час розрахунку значення питомої вагової кількості важких вуглеводнів [119]. Тому виникає питання у розробці альтернативного методу знаходження питомої вагової кількості важких вуглеводнів в пробі досліджуваного газу, щоб врахувати можливість відбору неякісної проби газу.

Оскільки залежність питомої вагової кількості важких вуглеводнів від сумарного вмісту важких вуглеводнів  $C_{5+\text{вищі}}$  у відсотках об'ємних являє собою аналітичну функцію без точок розриву, графік якої плавна монотонна крива, виникає завдання знайти емпіричну формулу залежності  $q'' = f(C_{5+\text{вищі}})$ , значення питомої вагової кількості важких вуглеводнів за якою  $q''$  якомога менше відрізнялось би від дослідних даних, визначених за формулою (3.17).

Побудова емпіричної формули для газу кожного конкретного родовища проводиться за емпіричною формулою

$$q'' = a \cdot C_{5+\text{вищі}}^b, \quad (3.18)$$

де  $a$  і  $b$  – коефіцієнти, що визначають шляхом логарифмування і знаходження відхилення у системі рівнянь, побудованої за аналізом компонентного складу газу родовища [8, 12] (додаток Б).

Навіть найвища точність та детальність хімічного аналізу проби газу не в змозі відобразити реальну складність вихідного складу газу у разі відбору неякісної проби газу. Тому точність даних у першу чергу залежить від способів відбору проб газу та їх доведення до хроматографічного аналізу.

На даний час розроблено основні принципи відбору проб газу і конденсату в контейнера різних марок, пробовідбірники високого тиску, а також враховано розрядження контейнерів в лабораторних умовах до атмосферного тиску перед подачею проби газу в газоаналізатор.

Однак необхідно врахувати вплив процесу дроселювання природного газу, внаслідок проходження якого при зниженні тиску і температури відбуваються незворотні фазові перетворення, серед яких парціальна конденсація і видалення з газового потоку частини важких вуглеводнів, або, навпаки, випаровування конденсату, що вже випав. Особливу увагу слід звернути на гази з високою точкою роси по вуглеводням [61].

Тому проби газу необхідно відбирати “сухими”, після їх сепарації на малогабаритній сепараційній установці МГСУ з вловлюванням конденсату, що може виділитися, і подальшим нагрівом газового потоку до 15-20 °С.

Для перевірки якості відібраної проби газу проводять переведення відсотків об'ємних у  $г/м^3$  за формулами (3.17) та (3.18). Проба вважається якісною, якщо абсолютна похибка питомої вагової кількості важких вуглеводнів за двома формулами не перевищуватиме 0,2. Основними причинами відхилення значень за формулами (3.17) та (3.18) ( $q'$  та  $q''$ ) можуть бути винесення важких вуглеводнів з відсепарованим газом ( $q' > q''$ ), неякісно підготована ємність, для відбору проби ( $q' > q''$ ), конденсація важких вуглеводнів з відібраної проби газу ( $q' < q''$ ).

Висновок щодо наявності на ділянці газопроводу умов щодо конденсування рідини з газового потоку проводять лише за результатами перевірки умов конденсації рідини з газового потоку шляхом аналізу зміни точок роси трасою газопроводу

Метод передбачає порівняння отриманих значень точок роси вологи [52] і точок роси вуглеводнів [120] в кожній точці, в якій проведено вимірювання, з допустимими значеннями згідно з [46, 63] залежно від періоду проведення досліджень.

Якщо виміряні дані будуть вищими за допустимі, зафіксуємо наявність в газопроводі термодинамічних умов, що сприятимуть виділенню рідини з газового потоку.

У разі, якщо до газопроводу підключено декілька промислів, порівнюють точку роси кожного з допустимою і знаходять промисел, який подає до газопроводу газ, що не відповідає вимогам [46, 63].

Якщо на виході з промислу (ДКС, в точці підключення відгалуження до МГ тощо) точки роси вологи і точки роси вуглеводнів не перевищують допустимі значення, перевіряємо зміну точки роси трасою газопроводу. У випадку зростання точок роси вологи і точок роси вуглеводнів у наступній за рухом газу точці вимірювання і перевищення допустимих значень, зафіксуємо наявність мас технічної рідини в порожнині труби. На основі аналізу поздовжнього плану-профілю траси газопроводу визначимо місце накопичення технічної рідини.

Розрахунок вологовмісту газового потоку проводять згідно з вимогами [52, 120]. Вологовміст суміші газу після змішування окремих потоків газу визначають за формулою

$$W_c = \frac{W_1 Q_1 + W_2 Q_2}{Q_3}, \quad (3.19)$$

де  $W_1$  – вологовміст газового потоку в газопроводі, що надає газ, г/м<sup>3</sup>;

$W_2$  – вологовміст газового потоку в газопроводі, що приймає газ, г/м<sup>3</sup>;

$Q_1$  – витрата газу в газопроводі, що надає газ, тис.м<sup>3</sup>/добу;

$Q_2$  – витрата газу в газопроводі, що приймає газ, тис.м<sup>3</sup>/добу;

$Q_3$  – витрата газу в газопроводі після змішування потоків газу, тис.м<sup>3</sup>/добу.

Розглянемо на прикладі діючого газопроводу зміну газоконденсатної системи трасою газопроводу, в якій працюють декілька промислів газу.

В якості прикладу оберемо міжпромисловий газопровід Кременівська УКПНГ – Перещепинська УКПГ. Нижче на рис. 3.16-3.18 подано схеми зміни газоконденсатної системи трасою міжпромислового газопроводу в певні сезони року.

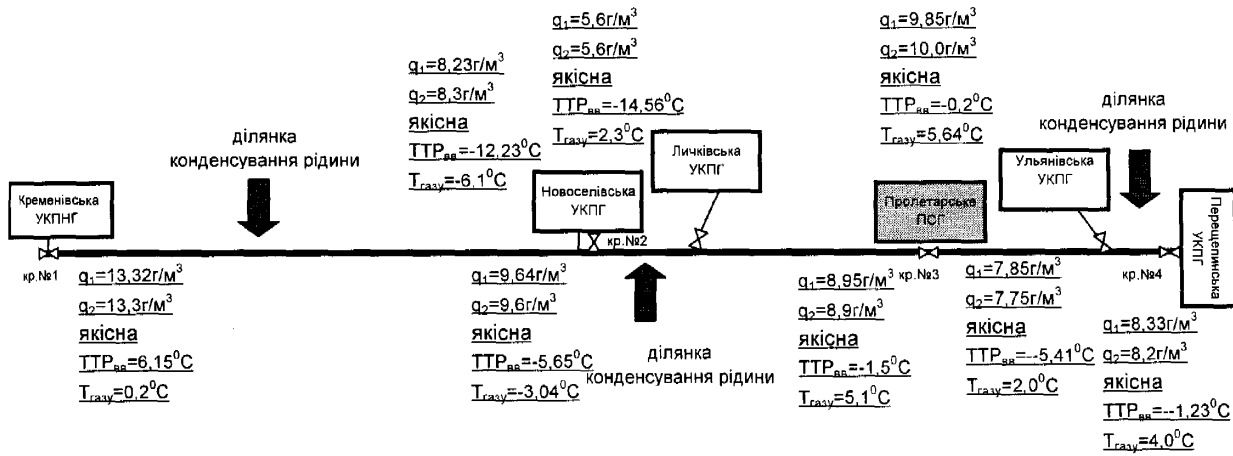


Рис. 3.17 - Зміна газоконденсатної системи під час транспортування газу міжпромисловим газопроводом Кременівська УКПНГ – Перещепинська УКПГ в зимовий період експлуатації

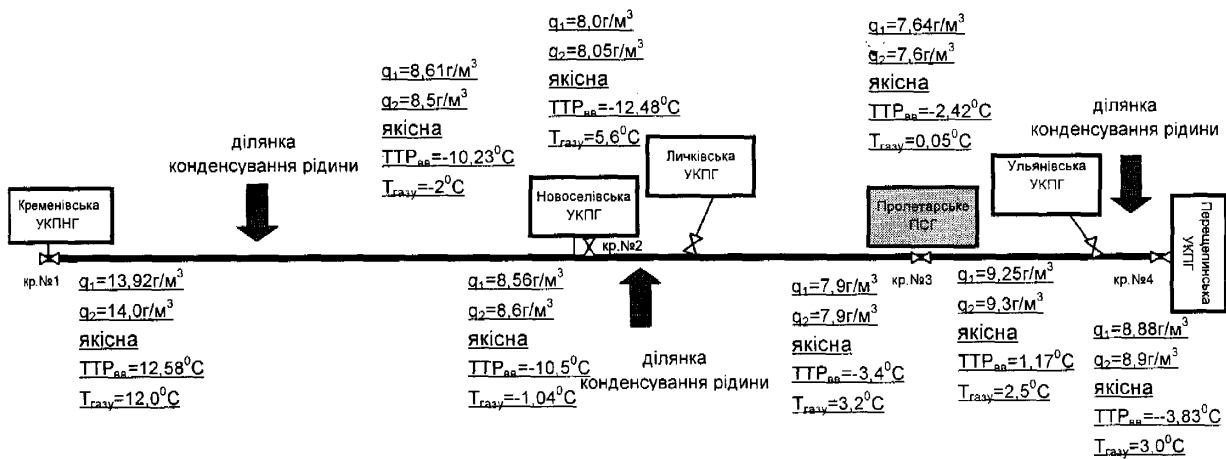


Рис. 3.18 - Зміна газоконденсатної системи під час транспортування газу міжпромисловим газопроводом Кременівська УКПНГ – Перещепинська УКПГ у весняний період експлуатації

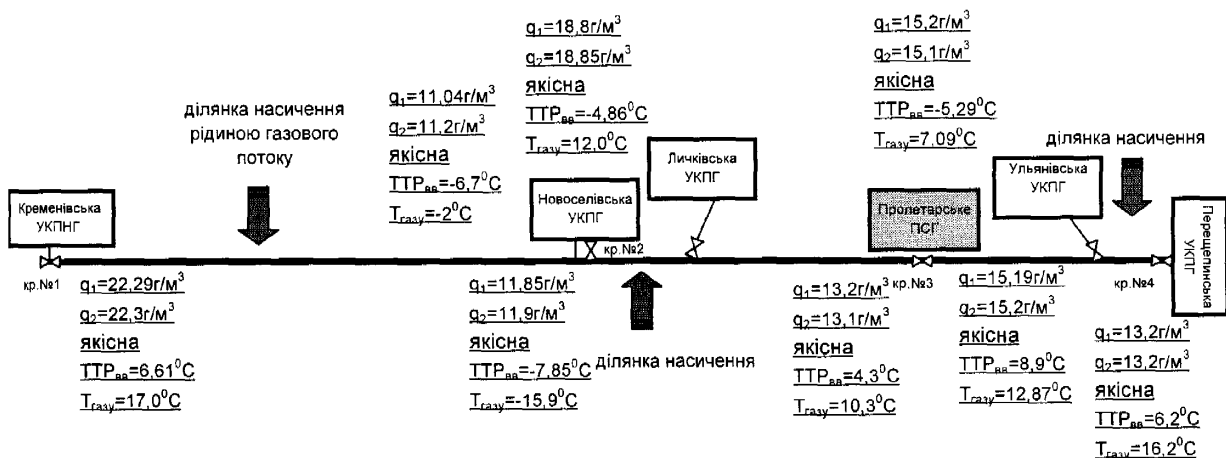


Рис. 3.19 - Зміна газоконденсатної системи під час транспортування газу міжпромисловим газопроводом Кременівська УКПНГ – Перещепинська УКПГ у літній період експлуатації



Отже за результатами розрахунку за цим методом отримаємо:

- знаходження джерела надходження некондиційного газу в порожнину газопроводу (на рис. 3.16, 3.17 – Кременівська УКПНГ, Ульяновська УКПГ – внаслідок недотримання температурного режиму на виході з промислів);

- виявлення причин погіршення гідравлічного стану газопроводу (на рис. 3.16 – 3.17 – виділення конденсату з газового потоку на ділянках кр. № 1 – кр. № 2, кр. № 2 – т.п. Личківської УКПГ, т.п. Ульяновської УКПГ – кр. № 4 – внаслідок охолодження газу із високою ТТР до температури ґрунту, змішування потоків газу з різко різними ТТР і температурами);

- виявлення ділянок насичення газового потоку важкими вуглеводнями, що накопичено в порожнині газопроводу, внаслідок зростання його температури (ділянки зазначені у першому пункті).

2 Динаміку забруднень протягом року в порожнині газопроводів, що транспортують газ ГКР, розглянемо на ділянках газопроводу за результатами досліджень (рис. 3.19) і порівняємо її із зміною точки роси Кременівської УКПНГ, що подає в газопровід некондиційний газ (рис. 3.20).

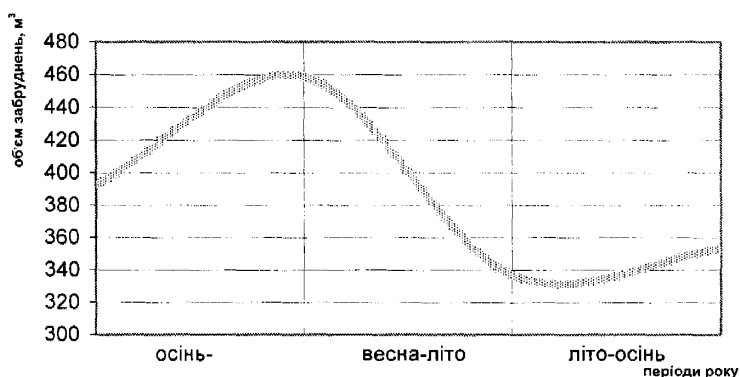


Рис. 3.19 - Зміна об'єму забруднень в порожнині газопроводу, що транспортує газ ГКР, внаслідок недотримання температурного режиму трасою газопроводу (періоди насичення газового потоку рідиною змінюють періоди конденсування рідини з газового потоку, очистка газопроводу не проводиться)

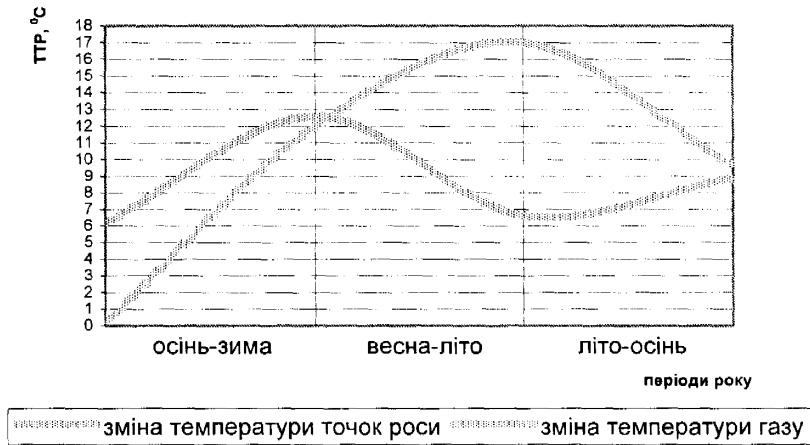


Рис. 3.20 - Зміна температури точок роси суміші газових потоків, що транспортують газопроводом

Як видно з рис. 3.19 – 3.20 на період зростання об'єму забруднень відбувається у зимовий період експлуатації, коли ТТР газового потоку вище за його температуру. Отже активація процесу конденсації рідини з газового потоку в газопроводах, що транспортують газ ГКР, проходить у зимовий період експлуатації. Причиною чого є сепарування газу під дією оточуючого середовища (повітря, стінки сепараторів, розігріті сонячним промінням) [121] за більш додатної температури, ніж температура, якою газ транспортують до споживачів, що спонукає до випадіння важких вуглеводневих фракцій і конденсації вологи з газового потоку починаючи з певного пікету газопроводу, на якому виконуватиметься умова  $T_{ТР\text{газу}} > T_{\text{газу}}$ . На практиці цей процес відповідає даним рис. 3.21.

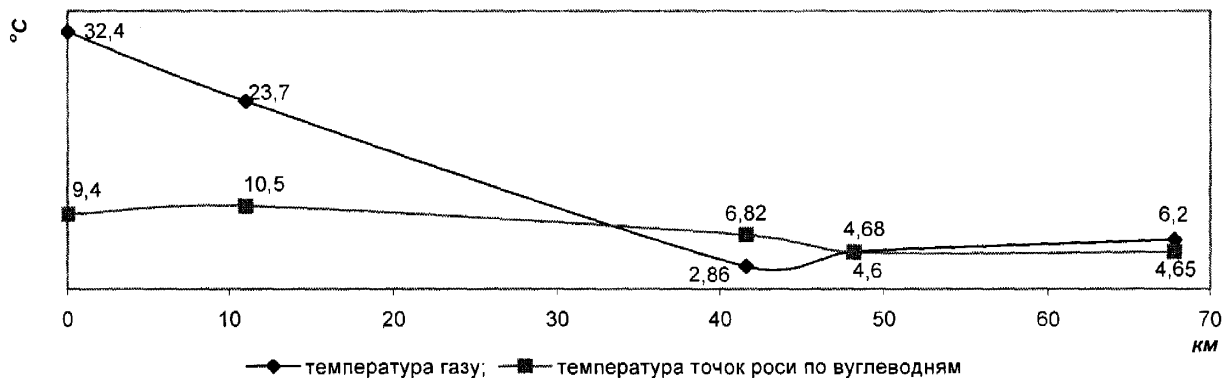


Рис. 3.21 - Падіння температури газу під час його транспортування трасою магістрального газопроводу Шебелинка-Харків і зміна температури точок роси

Таким чином зимовий процес експлуатації характеризується найбільшим об'ємом забруднень в порожнині газопроводу, літній період відповідно – найменшим, що відповідає зміні температури точок роси і температури газу протягом року (в зимовий період ці значення найбільш близькі, в літній суттєво різняться).

Дослідження зміни точок роси проводилось протягом року на газопроводах що транспортують газу газоконденсатних родовищ Західної (МГ Пасічна-Тисмениця – рис. 3.22) і Східної України (газопровід-відвід Степова УКПГ – ШПК – рис.3.23).

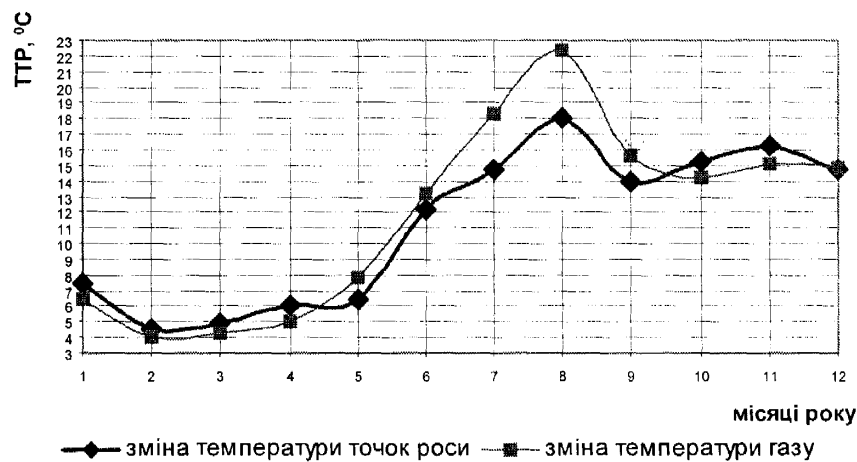


Рис. 3.22 - Зміна точок роси на вході в газопровід Пасічна – Тисмениця протягом року

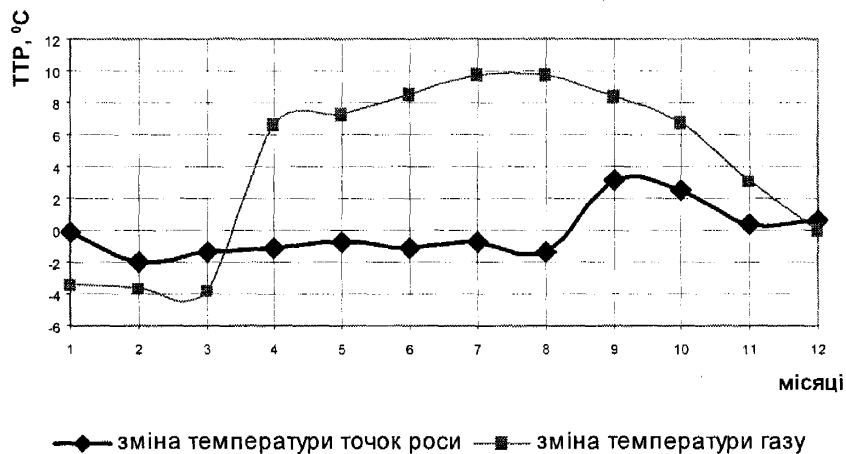


Рис. 3.23 - Зміна точок роси на вході в газопровід-відвід Степова УКПГ – ШПК протягом року

Тенденція точок роси і температури газу протягом року як для ГКР Західної, так і Східної України має схожий характер, а досліджені об'єми забруднень в їх порожнині відрізняються (рис. 3.24 – 3.25).

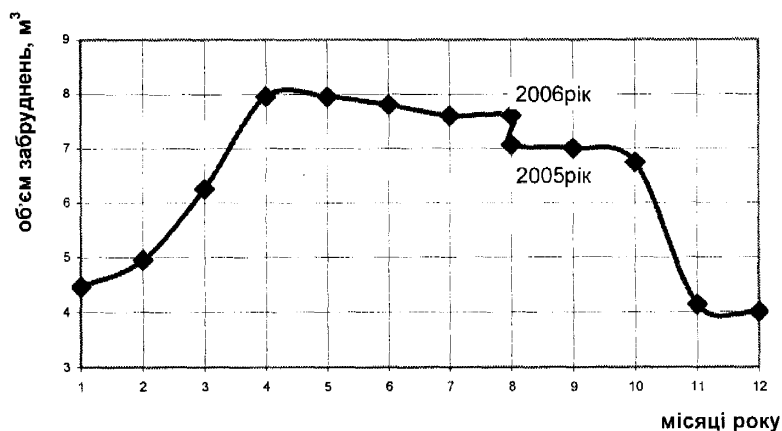


Рис. 3.24 - Динаміка об'єму забруднень протягом року в МГ Пасічна - Тисмениця

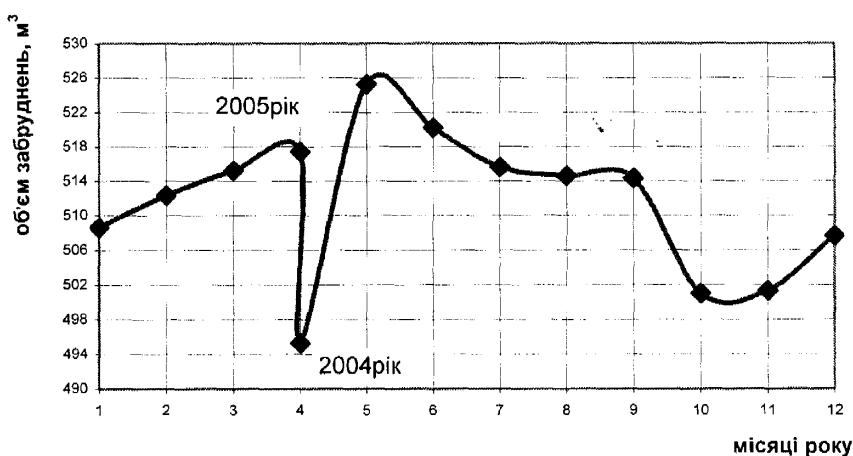


Рис. 3.25 - Динаміка об'єму забруднень протягом року в газопроводі-відводі Степова УКПГ - ШПК

Як видно з рис. 3.24-3.25 відповідність між графіками зміни об'єму забруднень в порожнині трубопроводу відстежується лише протягом зимового періоду експлуатації, а саме в січні-квітні (тенденція до зростання). Надалі залежно від зміни режиму експлуатації газопроводу відбуваються залпові винесення рідини:

- для МГ Пасічна – Тисмениця цим періодом є осінь, що характеризується зростанням відбору газу споживачами, відповідним зростанням швидкостей, зміною тиску, що призводить до перерозподілу мас рідини в порожнині газопроводу;

- для газопроводу-відводу Степова УКПГ – ШПК – квітень-травень, коли зростання продуктивності газопроводу відбувається завдяки перерозподілу потоків газу в Харківському промисловому регіоні, що спонукає до винесення рідинних забруднень з газопроводу Юлівська УКПГ – Богодухів – Степова УКПГ у відгалуження.

Отже спрогнозувати зміну об'єму забруднень протягом року для кожного окремого газопроводу користуючись однією залежністю, яка б оцінювала кількісний вміст рідини в зваженому стані в газовому потоці, наявність термодинамічних умов, що спонукають до конденсації рідини, та зміну швидкісних режимів неможливо.

Тому динаміку забруднень у кожному окремому газопроводі і можливість виникнення залпового викиду рідини з коліна газопроводу слід оцінювати за методикою, що передбачає виконання досліджень за таким алгоритмом (рис. 3.26).

Внаслідок того, що більшість газоконденсатних родовищ експлуатують на пониженому тиску, гостро постає питання надійності газопостачання населення і промислових споживачів, що споживають газ власного видобутку, тобто чи транспортування газу газопроводом в кожний конкретний період року здійсниться із найменшими втратами тиску за низького початкового тиску. Прикладом таких родовищ в Україні є Шебелинське, Ульяновське, Левенцівське, Юліївське ГКР. З метою прогнозування залпового викиду рідини з порожнини газопроводу на кінцевий пункт призначення або яким чином змінюватиметься тиск трасою газопроводу, що транспортує газ певного ГКР або суміш газу різних родовищ, залежно від об'єму забруднень, що може накопичуватись протягом року в порожнині труби і викликати додатковий гідравлічний опір, введемо коефіцієнт сезонності експлуатації газопроводу для визначення  $V_{дин}$ , як відношення мінімального об'єму забруднень в порожнині газопроводу до його максимального значення.

Значення коефіцієнта сезонності (рис. 3.27) дійсне лише для газопроводів, очистку яких протягом року не проводять, і лише протягом одного року. Коефіцієнт сезонності міститиме похибку, зумовлену похибкою визначення об'єму забруднень за диспетчерськими даними, крім того визначення коефіцієнта сезонності передбачає проведення контрольного дослідження гідравлічних параметрів газового потоку в певний період року, для перевірки розбіжності між диспетчерськими даними і даними вимірювання і визначення гідравлічного стану газопроводу станом на рік проведення досліджень.

Отже для кожного конкретного газопроводу зміна об'єму забруднень в порожнині газопроводу відповідатиме формулі

$$V_{дин}^i = k_c \cdot V_{досл} , \quad (3.20)$$

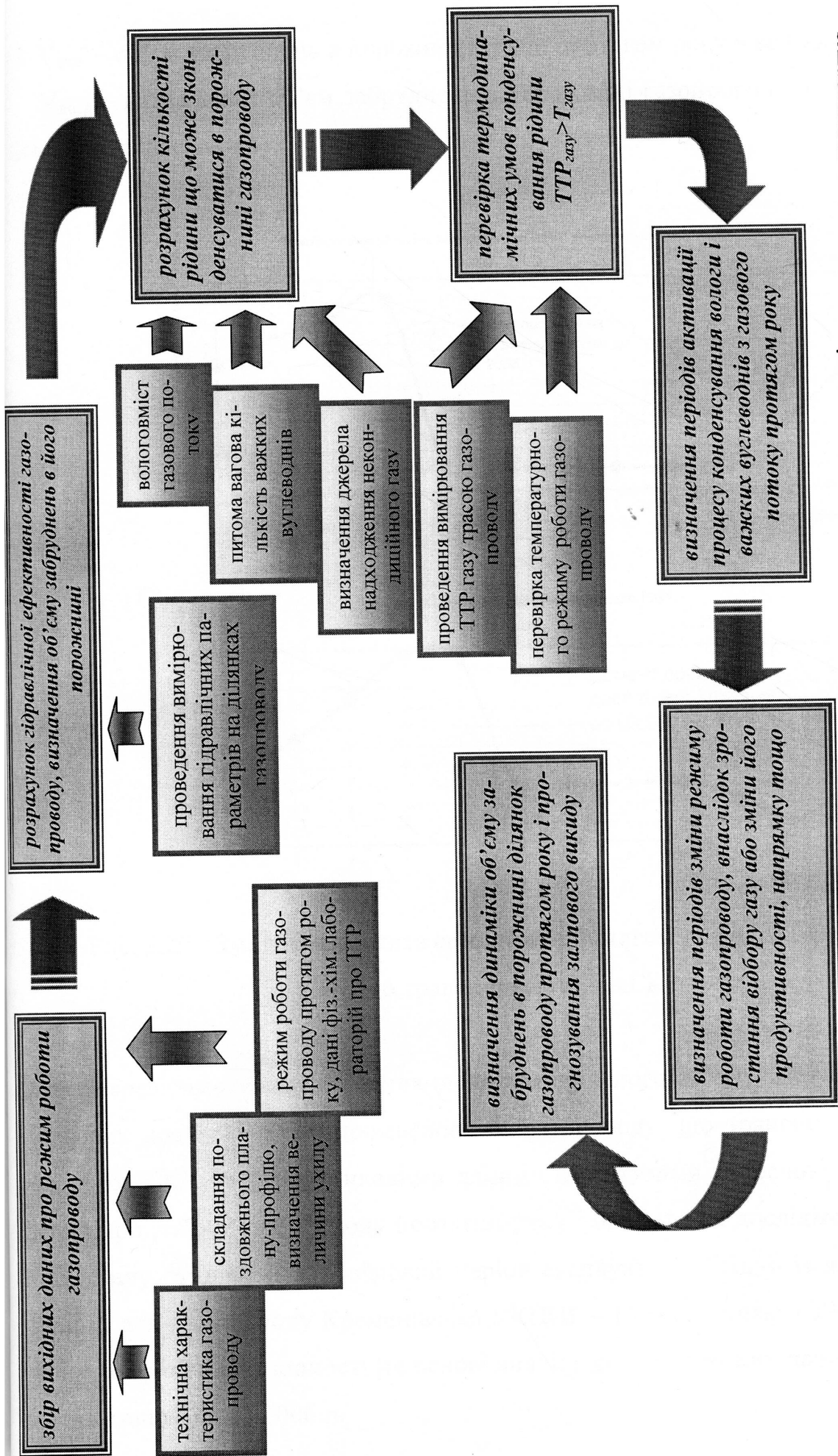


Рис. 3.26 - Алгоритм визначення динаміки зміни об'єму забруднень протягом року в порожнині газопроводу, що транспортує газ газоконденсатного родовища

де  $V_{\text{дин}}^i$  – об'єм забруднень в порожнині труби протягом року в кожний  $i$ -місяць,  $\text{м}^3$ ;  
 $V_{\text{досл}}$  – визначений об'єм забруднень в порожнині газопроводу на момент проведення досліджень,  $\text{м}^3$ .

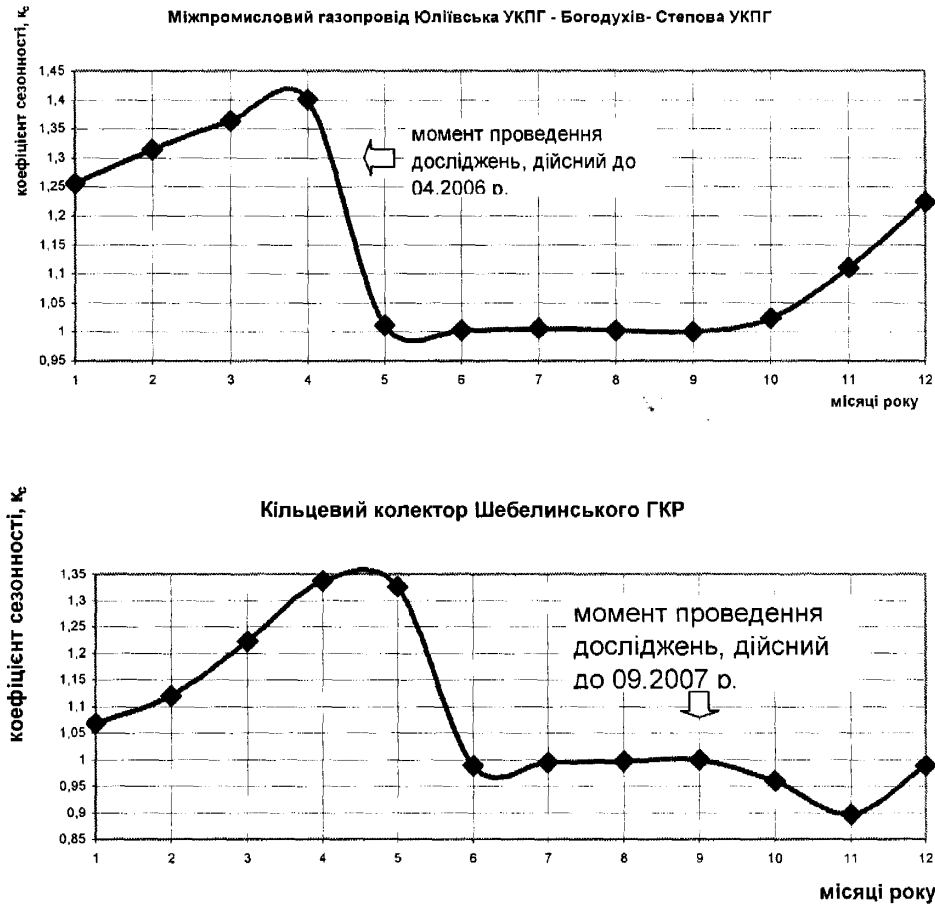


Рис. 3.27 - Зміна коефіцієнта сезонності протягом року для газопроводів, що транспортують газ ГКР

Перевіримо збіжність даних щодо накопиченого об'єму забруднень за даними польових досліджень міжпромислового газопроводу, що транспортує суміш газів декількох ГКР, та розрахунковими даними отриманими на основі диспетчерських даних про роботу газопроводу протягом року і одиничним дослідженням гідравлічного стану газопроводу в зимовий період експлуатації. Згідно із диспетчерськими даними для газопроводу Кременівська УКПНГ – Перещепинська УКПГ побудовано зміну коефіцієнта сезонності на основі аналізу диспетчерських даних і даних досліджень станом на 03.2006 р.

Дані зміни коефіцієнта сезонності відповідатимуть рис. 3.28. Динаміка об'єму забруднень в порожнині міжпромислового газопроводу за розрахунковими даними і даними вимірювань відповідатиме даним рис. 3.29.

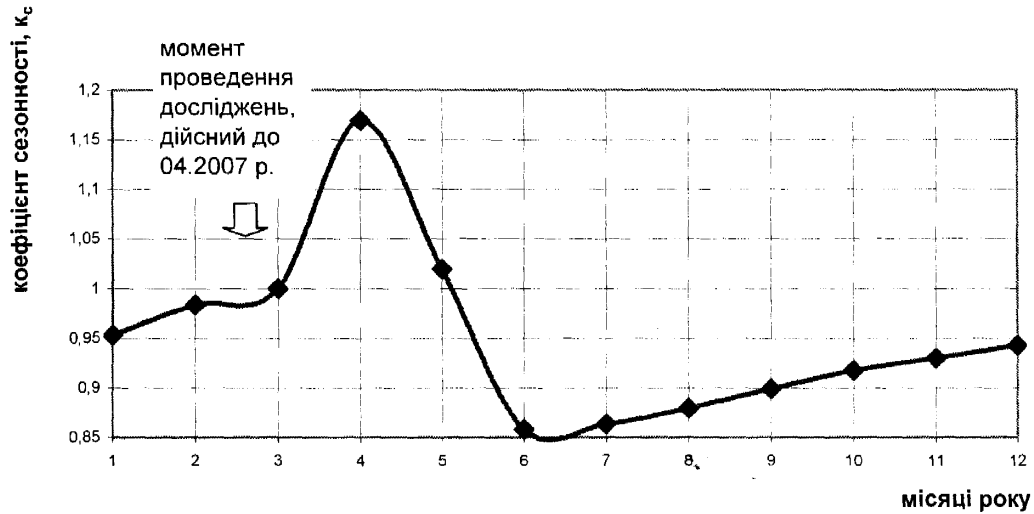


Рис. 3.28 - Зміна коефіцієнта сезонності для розрахунку динаміки об'єму забруднень в порожнині міжпромислового газопроводу

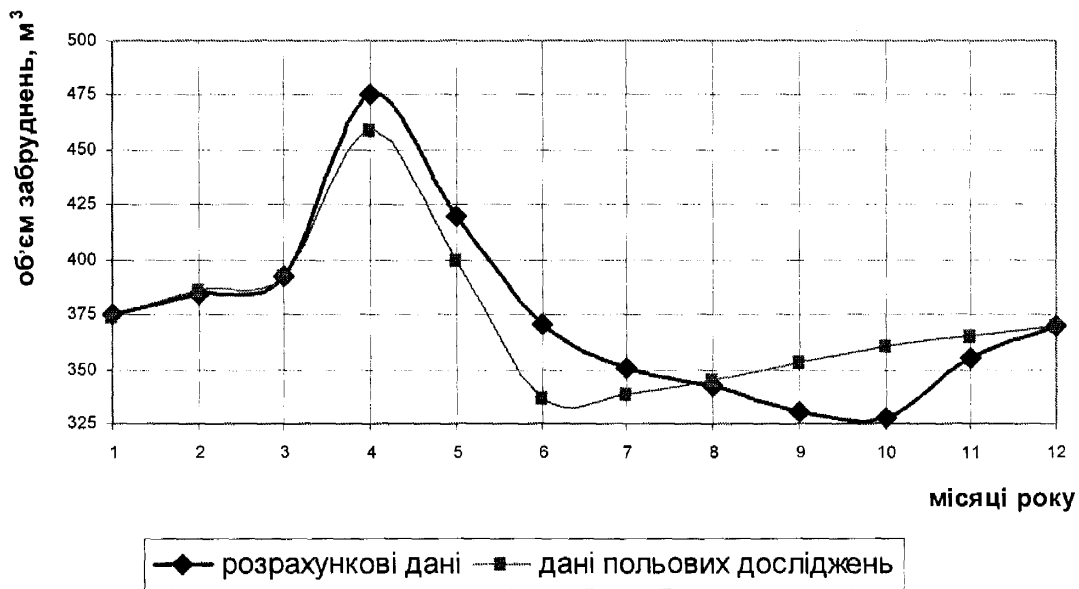


Рис. 3.29 - Динаміка об'єму забруднень в порожнині газопроводу

Зважаючи на дані рис. 3.29 похибка прогнозування об'єму забруднень в порожнині газопроводу сягає 8,7%.



### 3.4 Створення програмно-розрахункового комплексу для обробки даних за методикою параметричного діагностування газопроводу

З метою визначення коефіцієнтів гідравлічної ефективності ділянок газопроводу для визначення дійсного об'єму забруднень в порожнині газопроводу під час проведення експериментальних досліджень застосовано методику параметричної діагностики стану порожнини газопроводу.

Застосування методики обумовлюється:

- великими похибками у визначенні коефіцієнта гідравлічної ефективності під час розрахунків, в основу яких покладені методи і рівняння стаціонарного руху газу по трубопроводу;

- важкістю визначення коефіцієнтів гідравлічної ефективності ділянок складних газотранспортних систем, якщо витрата газу замірюється по всій системі;

- відсутністю точних і дешевих методів визначення об'єму рідинних накопичень в газопроводі.

Для визначення фактичного об'єму перекачки газу по газопроводу і оперативного розрахунку режимів його роботи необхідно знати ступінь забруднення газопроводу, яка оцінюється величиною коефіцієнта гідравлічної ефективності

$$E = \frac{Q_{\phi}}{Q_m} = \sqrt{\frac{\lambda_m}{\lambda_{\phi}}}, \quad (3.21)$$

де  $Q_{\phi}, Q_m$  - величина фактичної і теоретичної (проектної) витрати газу по газопроводу;

$\lambda_m, \lambda_{\phi}$  - теоретично розраховане і фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору.

Точність і адекватність розрахунків залежить від обраної математичної моделі руху газу по газопроводу. Експериментальне і теоретичне дослідження режимів роботи магістральних газопроводів показують, що моделі стаціонарної течії газу по газопроводу не завжди адекватно описують реальний процес, тому для розрахунку використано моделі надані в [122-124], враховуючи паралельне і послідовне з'єднання ділянок різного діаметру.

Створення програмно-розрахункового комплексу для визначення об'єму забруднень в газопроводах спрямовано на вирішення таких функціональних задач:

- спрощення процесу розрахунку за алгоритмом;
- виведення на екран усіх параметрів режиму роботи газопроводу;
- визначення величини надлишкового перепаду тиску, що викликаний наявністю забруднень в порожнині труби на кожній з досліджуваних ділянок;
- оцінка кінематики газового потоку і умов щодо гравітаційного осадження крапель рідини з газового потоку;
- оцінка гідравлічного стану газопроводів і кількісного вмісту забруднень на ділянці.

На основі отриманих результатів розрахунку за програмно-розрахунковим комплексом і результатів досліджень за комплексною методикою визначення об'єму забруднень в газопроводах приймають рішення щодо:

- дійсного гідравлічного стану газопроводу і вмісту рідинних і твердих забруднень на ділянках газопроводу з метою вибору методу очистки внутрішньої порожнини;
- оцінки якісного складу забруднень і їх утилізації;
- зменшення перепаду тиску на ділянці газопроводу після проведення очистки;
- оцінки надлишкових енерговитрат на компримування газу;
- наявності термодинамічних умов конденсації рідини з газового потоку;
- процесу накопичення рідини в порожнині газопроводу і періодів його активізації;
- моделювання зміни лінії тиску трасою газопроводу в умовах збільшення його пропускної здатності, зменшення величини вхідного тиску в газопровід, зменшення перепаду тиску на ділянках, подачі газу в обхід КС під час її планового ремонту тощо.

Для запобігання помилок при розрахунках, а також для автоматизації та прискорення процесу розрахунків розроблене програмне забезпечення "Гідравлічна ефективність газопроводу", яке складається з програми, бази даних та довідкової-інформаційної системи. Всі введені та розраховані дані зберігаються в базі даних GasmainThroughput.mdb в форматі Access 97. Програма призначена для роботи в середовищі ОС не нижче "Windows 95" [125,126]. Алгоритм роботи програми наведений на рис. 3.30. Основне вікно програми показано на рис. 3.31.

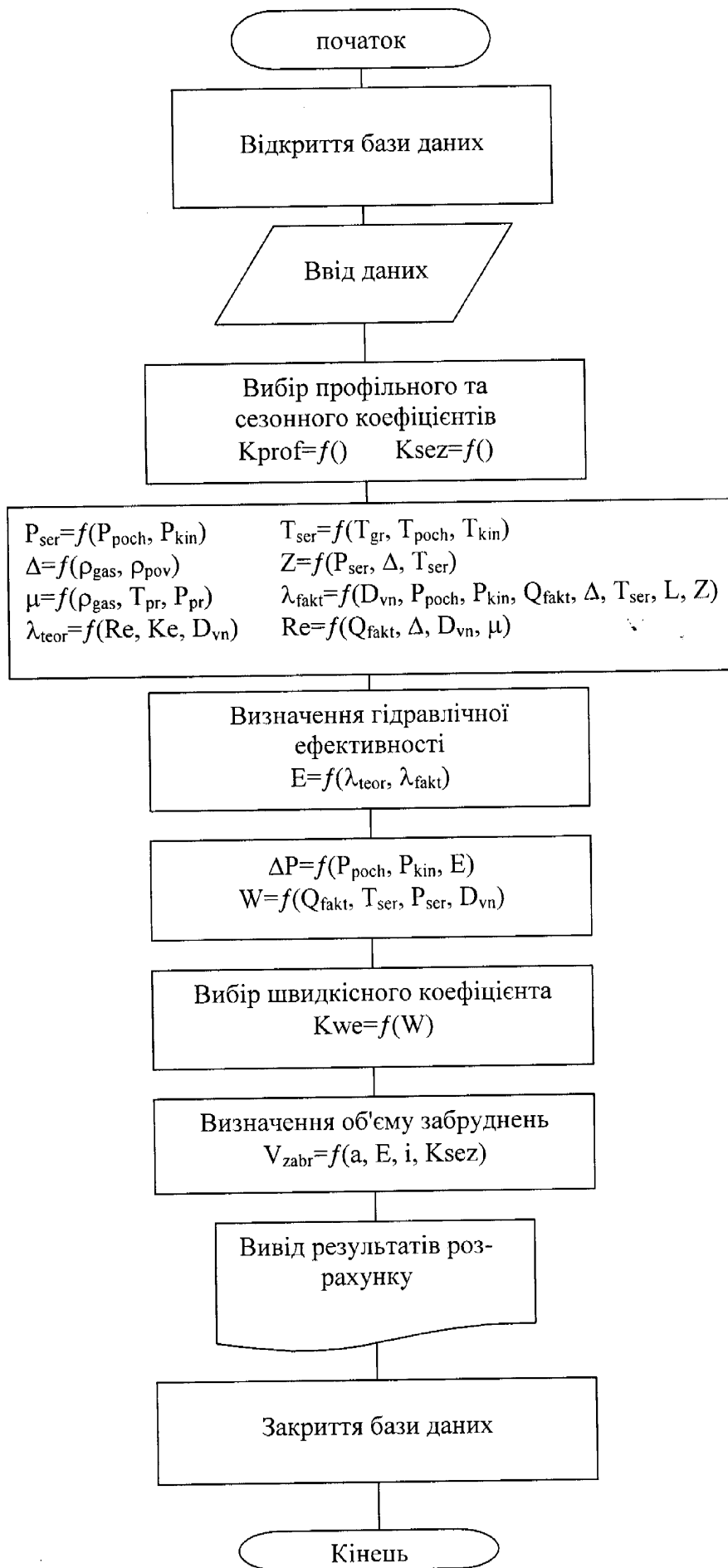


Рис. 3.30 - Графічний алгоритм роботи програми

Назва газопроводу

Гідравлічна ефективність газопроводу ШДК (до очистки)

Файл Газопровід Довідка

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14

Абсолютний початковий тиск, кгс/см <sup>2</sup>	21.5	Результати розрахунку	
Абсолютний кінцевий тиск, кгс/см <sup>2</sup>	21.4	Абсолютний середній тиск, МПа	2.19
Початкова температура газу, °С	36.2	Середня температура газу, °С	31.2
Кінцева температура газу, °С	26.8	Відносна густина газу	0.6
Температура ґрунту, °С	6.8	Кінематична в'язкість газу / 1000000	1.126
Зовнішній діаметр газопроводу, мм	1020	Число Рейнольдса x 1000000	2.72
Товщина стінки газопроводу, мм	10	Коефіцієнт стисливості газу	0.9613
Довжина ділянки газопроводу, км	12.83	Фактичний коефіцієнт гідравлічного опору x 100	2.5458
Еквівалентна шорсткість труби, мм	0.03	Теоретичний коефіцієнт гідравлічного опору x 100	1.1527
Густина газу при стандартних умовах	0.78	Надлишковий перепад тиску, МПа	0.006
Густина повітря	1.3	Фактична швидкість газу, м/с	2.008
Факт. продуктивність газопроводу, млн м <sup>3</sup> /доб	2.82	Гідравлічна ефективність, %	67.289
Різниця висот ділянки газопроводу, м	10	Об'єм забруднень, м <sup>3</sup>	286.76
Місяць проведення вимірювань	5		
Середнє значення точок роси, °С	10		

Ділянка: від виходу Червонодонської ДКС (від крану №86) до крану № 216

Назва ділянки газопроводу

Рис. 3.31 - Основне вікно програми

При запуску програми автоматично відкривається база даних GasmainThroughput.mdb, а за її відсутності пропонується відкрити іншу базу даних. Якщо є в наявності електронна мережа, з програмою можна працювати на декількох комп'ютерах одночасно, що дає можливість прискорити процес вводу та обробки інформації. Всі дані зберігаються автоматично під час розрахунку, вибору ділянки або газопроводу та вибору команди **“Зберегти”** (в меню **“Файл”**, або на панелі інструментів). Потрібний газопровід обирають в меню **“Газопровід”** (рис. 3.32), а ділянку газопроводу - відповідною закладкою. Назва вибраного газопроводу наводиться в заголовку програми, а назва ділянки в інформаційному рядку (рис.3.31). За необхідності можна додати нову ділянку або газопровід, або видалити непотрібні (через меню **“Газопровід”** або панель інструментів).

**Гідравлічна ефективність газопроводу ШДК (до очистки)**

Файл Газопровід Довідка

Добавити ділянку газопроводу  
Видалити ділянку газопроводу

Новий газопровід  
Видалити газопровід

Абсолютний тиск на виході	Газопроводи від Юліївського ГКР до Степового ГКР і до ШПК	2.19
Абсолютний тиск на вході	газопроводу від Яблунівського ГКР до врізки в газопровід Глинськ-ШДК	31.2
Початкова температура газу	газопроводу від Яблунівського ГКР до врізки в газопровід Глинськ-ШДК (серпень 2002 р.)	0.6
Кінцева температура газу	промислових газопроводів ГПУ "Полтавагазвидобування" (травень)	1.126
Температура ґрунту	Промислові газопроводи ГПУ "Полтавагазвидобування" (20-21 вересня)	2.72
Зовнішній діаметр газопроводу	Промислові газопроводи Хрестищенської групи	0.9613
Товщина стінки газопроводу	Промислові газопроводи Шебелинсько-Хрестищенської групи	2.5458
Довжина ділянки газопроводу	ШДК (до очистки) 2002р.	1.1527
Еквівалентна шорсткість труби	ШДК (після очистки)	
Густина газу	ШПК (до очистки)	
Густина повітря	Про газопровід	
Факт. продуктивність газопроводу, млн м <sup>3</sup> /доб	Надлишковий перепад тиску, МПа	0.006
Різниця висот ділянки газопроводу, м	Фактична швидкість газу, м/с	2.008
Місяць проведення вимірювань	Гідравлічна ефективність, %	67.289
Середнє значення точок роси, °С	Об'єм забруднень, м <sup>3</sup>	286.76

Ділянка: від виходу Червонодонської ДКС (від крану №86) до крану № 21Б

Рис. 3.32 - Вибір газопроводу

Первинна інформація для вводу запозичується з паспортних даних газопроводу, проектної, технічної, експлуатаційної документації на газопровід та результатів дослідження режиму роботи газопроводу. Для цього необхідно ввести наступні дані:

- абсолютний початковий тиск, кгс/см<sup>2</sup>;
- абсолютний кінцевий тиск, кгс/см<sup>2</sup>;
- початкова температура газу, °С;
- кінцева температура газу, °С;
- температура ґрунту, °С;
- зовнішній діаметр газопроводу, мм;
- товщина стінки газопроводу, мм;
- довжина ділянки газопроводу, км;
- еквівалентна шорсткість труби, з урахуванням терміну його експлуатації, мм;
- густина газу при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>;

- густина повітря, кг/м<sup>3</sup>;
- фактична продуктивність газопроводу, млн. м<sup>3</sup>/добу;
- різниця висот ділянки газопроводу, м;
- місяць проведення вимірювань;
- середнє значення точок роси, °С.

В головному меню “Газопровід” >> “Назва газопроводу” або через панель інструментів “Інформація про газопровід” необхідно ввести інформацію про газопровід та ділянку газопроводу, яка обстежувалась (рис. 3.33 ).

Рис. 3.33 - Вікно для вводу інформації про газопровід та ділянку

В програмі передбачена можливість відправити в текстовий редактор "Word" або роздрукувати результати розрахунку як всього газопроводу в зведеній таблиці, так і детальну інформацію по кожній ділянці.

Більш детальну інформацію по роботі з програмою можна отримати в довідковій системі (рис. 3.31).

### 3.5 Висновки до третього розділу

1 Аналіз забруднень, що вилучено з порожнини трубопроводів, якими транспортують газ газоконденсатних родовищ, свідчить про те, що основними складовими є вода (пластова,



конденсаційна) та газовий конденсат (легкий, важкий), вміст механічних домішок, мастил, мастильних композицій тощо не перевищує 2,5 %.

2 Отримано емпіричну регресивну модель, що описує залежність ступеня заповнення рідиною порожнини ділянки газопроводу від його режиму роботи, що характеризується певним значенням коефіцієнта гідравлічної ефективності, та кута нахилу досліджуваної ділянки газопроводу. Проведені розрахунки об'єму забруднень на основі польових досліджень діючих газопроводів системи збору і видобутку газу свідчать про значну збіжність результатів для коротких ділянок газопроводів системи збору і видобутку газу, для магістральних газопроводів похибка між отриманими розрахунковими даними і даними про збір забруднень з порожнини труб сягає 11 %.

3 Представлено методику визначення динаміки об'єму забруднень в порожнині газопроводів, які транспортують газ ГКР України, що базується на способі визначення об'єму забруднень і аналізі умов, що сприяють зміні об'єму рідинних забруднень протягом року в порожнині газопроводів. Похибка прогнозованих результатів порівняно із результатами досліджень протягом року на діючому міжпромисловому газопроводі Кременівська УКПІНГ – Перещепинська УКПГ становить 8,7 %.

4 На основі методики параметричного діагностування гідравлічної ефективності газопроводу запропоновано програмно-розрахунковий комплекс "Гідравлічна ефективність", для спрощення процесу розрахунку і безпосереднього моніторингу на трасі газопроводу під час проведення досліджень і очисних операцій.

## РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА СПОСОБУ ОЧИСТКИ ДІЛЯНОК ГАЗОПРОВОДУ І РЕЗУЛЬТАТИ  
ЙОГО ВПРОВАДЖЕННЯ

Найбільш піковий період видобутку газу з газових і газоконденсатних родовищ України припав станом на 60-70 рр. минулого сторіччя. Власне, переважна більшість газопроводів системи збору і видобутку газу споруджена станом на ті роки, тобто характеризується такими ознаками:

- тривалим терміном експлуатації;
- наявністю перекривної арматури трасою газопроводів із трапецеподібним типом запірнього органу;
- експлуатацією за умов високої корозійної активності середовища в порожнині газопроводу (підвищена мінералізація, сольові відкладення, умови утворення гідратних і гідравлічних пробок тощо);
- недотриманням температурного режиму експлуатації (що здебільше стосується як шлейфів свердловин, так і міжпромислових газопроводів, включаючи газозбірні колектори);
- транспортуванням газу із значним вологовмістом;
- значний конденсатний фактор газового потоку;
- падіння середнього тиску і продуктивності газопроводів, що відбивається у низьких швидкостях газу.

Методи, засоби і способи очистки "старих" газопроводів із тривалим терміном експлуатації та наявністю нерівнопрохідної арматури подано нижче.

4.1 Аналіз технічного рівня техніки та технології очистки газопроводів з нерівнопрохідною арматурою

Періодична очистка внутрішньої порожнини газопроводів дозволяє підвищити гідравлічну ефективність та надійність транспортування газу за рахунок підтримання максимальної продуктивності газопроводів при постійних енерговитратах на



компресорних станціях (КС) та стабільній роботі газоперекачувальних агрегатів (ГПА), запобігаючи попаданню забруднень та рідини у технологічні лінії. В залежності від виду та кількості забруднень застосовуються відповідні засоби очистки внутрішньої порожнини газопроводу [127]. З метою проведення періодичної очистки газопроводи обладнуються стаціонарними камерами прийому та запуску очисних поршнів.

Для очистки трубопроводів зазвичай використовують скребки або поршні різних конструкцій. Існують конструкції поршнів, що оснащені різноманітними приладами, наділені широкими інформаційно-логічними можливостями. Однак жодна з конструкцій на теперішній час не може бути успішно використана на трубопроводах змінного діаметру та з нерівнопрохідною запірною арматурою. Основною причиною обмеження використання цієї групи технічних пристроїв є забезпечення часткової очистки трубопроводів, що мають місцеві звуження лише круглого перерізу, але при цьому неможливість їх застосування для труб з широкорозповсюдженими кранами виробництва колишнього СРСР, що у 1957-1975 рр. було встановлено на всіх газопроводах Ду300-700 з прохідним перерізом пробки трапецеподібної форми.

Розроблені на даний час методи очистки газопроводів з нерівнопрохідною арматурою можна умовно поділити на наступні групи (рис.4.1):

- технічні пристрої;
- технічні засоби;
- технічні способи;
- комбіновані методи.

Технічні пристрої для очистки газопроводів та відводів з нерівнопрохідною арматурою поділяються на дві основні групи:

- пристрої періодичної дії для видалення конденсату з газопроводу, що являють собою очисні пристрої з змінною геометрією манжет, які самоущільнюються;
- стаціонарні пристрої для збору та відводу конденсату безперервної дії.

Для очистки наступних ділянок газопроводів необхідно застосувати спеціальну технологію, яка б врахувала аспекти сумісної роботи родовищ, газопроводів, найближчих КС та споживачів:



Рис.4.1 - Методи очистки газопроводів з нерівнопрохідною запірною арматурою

- ділянки з нерівнопрохідною арматурою, де є технологічні перемички, відводи на великі промислові вузли, селища та підключення від родовищ, на яких не передбачено встановлення стаціонарних вузлів запуску та прийому очисних пристроїв;

- ділянки газопроводів, до яких підключено декілька родовищ з різними характеристиками та режимами роботи.

Застосування очисних пристроїв на цих ділянках стало можливим завдяки використанню розроблених УкрНДІгазом мобільних камер запуску та прийому очисних пристроїв з конструкцією принципово нового типу, які забезпечують можливість прийому та наскрізного пропуску очисних пристроїв.

Ефективність їх застосування досягається також за рахунок зменшення кількості споруд порівняно з використанням стаціонарних камер, можливості надійного та швидкого монтажу прив'язки мобільних камер до газопроводу. Крім того, один комплект мобільних камер забезпечує очистку декількох ділянок газопроводів, при цьому за рахунок мобільності камер зменшуються капітальні витрати на їх будівництво.

Комплекс для запуску та прийому очисних пристроїв складається з камери запуску очисних пристроїв та камери прийому очисних пристроїв [128], які встановлюються за допомогою стикувальних вузлів з бугельними затворами.

В табл.4.1 наведено другу групу технічних пристроїв та їх порівняльну характеристику.

Таблиця 4.1

### Характеристика стаціонарних пристроїв для збору та відводу конденсату безперервної дії

Назва стаціонарного пристрою	Переваги при експлуатації	Недоліки в експлуатації
Дрипи	- вловлювання 20-40% конденсату в плівковому виді.	- не збирається дрібнодисперсний конденсат, зважений в газовому потоці; - не передбачено видалення зібраних твердих забруднень; - швидке переповнення в умовах надходження великої кількості конденсату..
Розширювальні камери, вловлювачі типу УЗГ	- вловлювання 50-70% конденсату в плівковому виді; - вловлювання 30-40% конденсату в дрібнодисперсному виді.	- зниження ккд до 35%, що передбачає вихід з ладу внаслідок забивання піском, брудом, гідратами ємності збірників забруднень через їх невеликий об'єм (1 – 2м <sup>3</sup> ); - припинення роботи як пристрою для вловлювання конденсату при значних об'ємах надходження конденсату.
Вловлювачі типу УЗГ-М	- запобігання випаданню та накопиченню рідинних та твердих на наступних за вловлювачем ділянках; - вловлювання не лише рідинних забруднень в плівковій та дрібнодисперсній фазах, але й твердих забруднень; - локалізація та своєчасне видалення забруднень при їх надходженні в великих кількостях; - можливість продувки накопичених забруднень газом з понижених місць попередніх та наступних ділянок.	- надто великі габарити, що потребує надмірного відводу сільськогосподарських угідь та збільшення металоемності; - патрубок, що з'єднує роздаючий колектор та конденсатовловлювач недостатньо надійний, при утворенні в ньому гідратів або пробки бруду він може вивести з ладу увесь пристрій.
Дренажні трубки	- у випадку необхідності можуть встановлюватись робітниками лінійно-експлуатаційної служби в період експлуатації газопроводу з метою відводу конденсату, що накопичився в трубах.	- низька ефективність через неможливість вловлювання конденсату в дрібнодисперсній та плівковій фазі; - неможливість варіювання положенням дренажної трубки в залежності від кількості забруднень.

Застосування конденсатовловлювачів різних типів забезпечує підвищення ефективності та пропускної здатності газопроводу на ділянках, що розміщені після місця їх встановлення, за рахунок локалізації просування забруднень. Внаслідок досить високого коефіцієнта вловлювання забруднень уловлювачі типу УЗГ-0,5 та розширювальні камери (РК) забезпечують зростання гідравлічної ефективності розміщених за ними ділянок газопроводу, на 10-15 % [64]. Але жоден з раніш розроблених конденсатозбірників не придатний для вловлювання великих мас рідини, що поступає у процесі очистки газопроводів різними газодинамічними способами, включаючи методи створення швидкісного потоку газу, що транспортується. Це пояснюється тим, що існуючі конденсатозбірники не забезпечують ефективне вловлювання та видалення великих об'ємів рідини, що рухається в газопроводі в вигляді пробки, тому як значна частина рідини при цьому по інерції проходить розширювальну камеру та виноситься в газопровід.

Суттєвою відмінністю конструкції розроблених вловлювачів забруднень УЗГ-М (на газопроводі-відводі від Медведівського ГКР) є те, що в роздавальному колекторі, виконаному в вигляді удосконаленої розширювальної камери, таким чином, що великі маси рідини під дією сили тяжіння одразу відводяться в колектор-збирач забруднень та швидко видаляються в ємність для зберігання. Газ, звільнений від рідини в пробковій структурі, але з вмістом дрібнодисперсного та плівкового конденсату, піддається дії інерційно-гравітаційних сил. При цьому завершується очистка газу та він змінює рух на  $90^{\circ}$ . Відбійники виконують функції жалюзійних насадок, видаляючи залишки дрібнодисперсних частинок з газу.

Застосування вловлювачів типу УЗГ-М підвищує коефіцієнт вловлювання забруднень до 90-95 %, що забезпечує зростання гідравлічної ефективності наступних ділянок газопроводу на 15-30 %, або практично в 2 рази більше ніж вловлювачем УЗГ-0,5.

Крім рідинних відкладень в газопроводі виникає проблема утворення гідратів. Технічні засоби для очистки внутрішньої порожнини труби від гідратів включають в себе такі реагенти як метанол, діетиленгліколь, поверхнево активні речовини та гелі [64].

Найбільш розповсюдженим методом боротьби з гідратуутвореннями є введення в потік газу інгібіторів (метанолу, розчинів діетиленгліколю та триетиленгліколю), що здійснюється за допомогою стаціонарних та переносних метанольниць. Однак, при дослідженнях фракційного складу забруднень в газопроводах, виявлено значну кількість метанолу. Як показали дослідження метанол не виноситься потоком газу, а накопичується, змішуючись з водою, в понижених місцях траси та утворює водно-метанольну підложку. Її поверхня вкривається вуглеводним шаром газоконденсату та мінерального масла, що ізолює та знижує високу ефективність метанолу, як інгібітору гідратуутворення [73].

Для підвищення гідравлічної ефективності газопроводів застосовують спосіб створення прискорених потоків газу. При цьому збір конденсату з прискореного потоку проводиться в пиловловлювачах на ГРС або конденсатозбірниках, що розміщені по трасі МГ.

Крім того, спосіб створення швидкісного потоку газу застосовується для виносу забруднень з понижених місць в газопроводах з невисокою швидкістю газу. Розрахунки та експериментальні дослідження на діючих газопроводах показали, що комплекс заходів для створення швидкісного потоку газу дозволяє на найближчих ділянках створити швидкість руху газу до 20 – 40 м/с, а на більш віддалених – 10 – 25 м/с, тобто такі швидкості, що достатні для ефективного виносу конденсату з понижених місць траси та просування його до пункту установки вловлювача типу УЗГ або до КС.

На даний час в Україні не застосовуються комбіновані способи очистки внутрішньої порожнини газопроводів з нерівнопрохідною арматурою та не проводиться діагностика стану внутрішньої поверхні труби. Такі роботи проводяться за кордоном фірмами T. D. Williamson, Knapp Polly Pig Inc., S.U.N. Engineering Inc., тощо [129]. Застосування комбінованих методів очистки та проведення технічної діагностики трубопроводів з тривалим терміном експлуатації дають значну економію коштів, що може добре зарекомендувати себе для газотранспортної системи України, де третина газопроводів мають тривалий термін експлуатації.

Застосування того чи іншого методу для підвищення гідравлічної ефективності промислових та магістральних газопроводів вимагає вирішення певного кола задач, серед яких визначення економічного ефекту від застосування та розгляд впливу на навколишнє середовище. Крім того, застосування певних методів вимагає відповідних умов експлуатації:

- створення запасу газу перед лінійним краном по трасі газопроводу для методу швидкісних потоків, але це практично виключає очистку промислових газопроводів малого діаметру при малому дебіті свердловини та очистку газопроводів з різними діаметрами;
- наявність камер запуску та прийому очисних пристроїв для проведення очистки порожнини газопроводу методом пропуску очисного поршня;
- затрат на спорудження вловлювачів забруднень по трасі газопроводу.

Враховуючи вищесказане, можна рекомендувати для очистки газопроводів малої протяжності (відгалуження, промислові газопроводи) з нерівнопрохідною запірною арматурою використовувати метод швидкісного потоку газу. В залежності від ступеня забрудненості газопроводу, для видалення відкладів в процесі очистки застосувати різні методи:

- при очистці газопроводів з високим ступенем завантаженості, де забезпечується часткове винесення рідини з понижених місць траси газопроводу, на кінцевих його ділянках доцільно встановити вловлювачі забруднень типу УЗГ-М;
- при очистці газопроводів-відгалужень з низьким ступенем завантаженості, що не забезпечує винос рідини з понижених місць траси газопроводу, відведення рідинних забруднень здійснюється за допомогою пиловловлювачів на ГРС, а також шляхом встановлення по трасі відгалуження дренажних пристроїв та конденсатозбірників.

Для очистки газопроводів великої протяжності, в яких на відміну від газопроводів малої довжини, процес очистки є послідовне переміщення рідинних забруднень по ділянкам до місць встановлення конденсатозбірників, дренажних пристроїв або на кінцеві ділянки для вловлювання в пиловловлювачах на КС та ГРС, рекомен-

дується комплексне використання швидкісного потоку газу та технічних засобів для вловлювання рідинних забруднень в процесі очистки.

При цьому для очистки газопроводів з високим ступенем завантаженості на кінцевій ділянці газопроводу перед пиловловлювачами на КС та ГРС доцільно додатково встановити вловлювач забруднень типу УЗГ-М, а на проміжних ділянках (в понижених місцях траси – конденсатозбірники (дрипи)).

Доцільність додаткового встановлення конденсатозбірників по трасі газопроводу, визначається в залежності від наступних факторів:

- рельєфу траси газопроводу;
- протяжності ділянки між лінійними кранами;
- періодичності очистки та прогнозного об'єму забруднень.

При неможливості або неефективності застосування вище перерахованих методів, а також необхідності проведення діагностики технічного стану газопроводу, прийнятним є застосування мобільних камер запуску та прийому очисних пристроїв. Найбільш ефективно застосування останніх на промислових газопроводах, газопроводах-відгалуженнях, на газопроводах з нерівнопрохідною запірною арматурою, це забезпечить економію коштів на спорудження та експлуатацію камер через можливість проведення очистки декількох газопроводів одним комплектом мобільних камер.

Висновком із завершеного аналізу є можливість застосування і переважно більша ефективність методу створення методу високошвидкісного потоку газу, що обумовлюється його легкістю і економічністю, а також впровадження у виробництво технічних засобів відведення рідини з газопроводу, що однак супроводжується залученням додаткових часових, матеріальних і охоронних ресурсів до їх встановлення і обслуговування.

#### 4.2 Розробка способу очистки внутрішньої порожнини газопроводу

Серед методів очистки газопроводу високошвидкісним потоком газу, що передусім передбачає створення певного режиму експлуатації системи "промисел –

газопровід промисловий – газопровід магістральний" виділимо [34,40,64]. Дослідники рекомендують використати номінальний режим експлуатації, а для створення високих швидкостей газу переводити ділянку в режим самоочищення.

Такі способи передбачають створення умов режиму самоочищення при сезонних змінах газопостачання, під час пропускання потоку газу через дюкер або основну нитку, а також за умови зміни режиму роботи нагнітачів. Однак наявність однониткового газопроводу передбачає створення високошвидкісного потоку газу лише за рахунок збільшення продуктивності ділянки, що унеможлиблює застосування способу для газопроводів, що подають газ споживачам в якості кінцевого пункту транспортування, що обумовлено рівнем газоспоживання.

Більшість промислових газопроводів внаслідок наявних технологічних схем збору і видобутку газу навіть при можливості подачі газу у збільшеному обсязі не експлуатують із підвищеною продуктивністю.

Найбільш близьким за технічною суттю до запропонованого способу є спосіб очистки газопроводу [130] з компресорними станціями, який полягає у створенні в газопроводі імпульсного режиму робочого потоку газу за рахунок перепаду тиску, який створюється періодичним перекриттям газопроводу лінійними кранами і відведення рідини на ділянці від крану до розміщеної за ним по ходу газу КС.

Цей спосіб передбачає очистку однониткових газопроводів змінюючи на нетривалий час його режим роботи і його застосування можливе при незмінному газопостачанні за рахунок акумулятивної здатності газопроводу.

Однак цей спосіб хоч і набув широкого впровадження на лінійно-виробничих і газопромислових управліннях з експлуатації газопроводів і видобутку газу не враховує кінематики рідини трасою газопроводу, впливу рельєфу місцевості прокладання ділянок газопроводу, не передбачає кількості рідини, що виноситиметься із газопроводу на ГРС, КС, вловлюватиметься в стаціонарних пристроях для відведення рідини трасою газопроводу. Тому досить часто застосування цього способу призводить до простого перерозподілу мас рідини по застійним зонам ділянок газопроводу, або ж до приймання великих мас рідини в сепараційному обладнанні, що супроводжується його відмовами, забрудненням навколишнього середовища тощо.



Аналіз результатів досліджень, проведених у другому і третьому розділі дає змогу створити спосіб очистки внутрішньої порожнини газопроводу, в основу якого покладено задачу очистки від накопичених забруднень однієї нитки газопроводу за умови відсутності КС трасою газопроводу і стаціонарних камер запуску і приймання очисних пристроїв, наявності нерівнопрохідної арматури [15].

Задача, на розв'язання якої направлено спосіб, вирішується за рахунок того, що імпульсний режим робочого потоку газу виникає внаслідок перекидання газопроводу краном. Перепад тиску для надання рідинним накопиченням енергії необхідної для долання природних пасток рідини в прямому чи реверсному напрямку розраховано за результатами другого і третього розділів даної дисертаційної роботи відповідно до алгоритму.

1 Визначення критичної швидкості газу на ділянці газопроводу, що відповідає винесенню критичного об'єму забруднень з порожнини газопроводу відповідно до рівняння (2.36)

$$\omega_{кр} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{zRTDg \cos \alpha \left( \gamma_p - \frac{P}{zRT} \right)}{\beta \Phi(\varphi_{кр}) P}}, \quad (4.1)$$

де  $\beta = 1,045-1,1$  – коефіцієнт Коріоліса (поправочний коефіцієнт на нерівномірність розподілення швидкостей);

$\omega$  – лінійна швидкість газу, м/с;

$P$  – середній тиск газу на ділянці газопроводу, Па;

$z$  – коефіцієнт стисливості газу, для некомпимованого газу ГКР і ГР України – 0,96;

$R$  – постійна газова стала, Дж/кг·К;

$T$  – середня температура газового потоку на ділянці газопроводу, К;

$D$  – внутрішній діаметр газопроводу, м

$g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;

$\alpha$  – кут нахилу ділянки газопроводу до горизонтальної поверхні, рад;

$\gamma_p$  – густина рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$\Phi(\varphi_{кр})$  – функція критичного центрального кута, що враховує режим роботи газопроводу і його технічну характеристику, якісний склад забруднень, і обрано згідно із рис. 2.3-2.12.

2 Швидкість газу на ділянці газопроводу до проведення очисних операцій визначаємо згідно із рівнянням для лінійної швидкості газу на ділянці газопроводу [131]

$$\omega = 0.052 \frac{q_{\Phi} z T}{P_{сер} D}, \quad (4.2)$$

де  $q_{\Phi}$  – фактична продуктивність газопроводу, млн. м<sup>3</sup>/добу;

$P_{сер}$  – середній тиск на ділянці газопроводу, МПа.

3 Із рівняння (4.2) враховуючи, що на ділянці слід створити швидкість газу для повного винесення рідини із природних пасток рідини отримаємо рівняння середнього критичного тиску

$$P_{сер}^{кр} = 0.052 \frac{q_{\Phi} z T}{\omega_{кр} D}. \quad (4.3)$$

4 Враховуючи, що з трьох параметрів: один є розрахунковим за критичною швидкістю  $P_{сер}^{кр}$ , а кінцевий тиск є параметром фіксованим і в основному сталим значення початкового тиску розрахуємо за рівнянням

$$P_{сер}^{кр} = \frac{2}{3} \left( P_n^{кр} + \frac{P_n^{кр2}}{P_n^{кр} + P_{к}} \right). \quad (4.4)$$

5 Перепад тиску, що слід створити на крані для забезпечення швидкості, яка відповідатиме винесенню рідинних забруднень з порожнини газопроводу

$$\Delta P = P_n^{кр} - P_{к}. \quad (4.5)$$

6 Об'єм рідини, що виноситиметься із порожнини газопроводу в результаті залпового викиду рідини складе

$$V = V_{кр} - V_n, \quad (4.6)$$

де  $V_n$  – нормальний об'єм рідини в газопроводі, що спонукає до процесу проходження залпового викиду рідини за даного режиму роботи, м<sup>3</sup>.

Очевидно що

$$V_n = \frac{D^2 L}{4} (2\varphi_n - \sin 2\varphi_n), \quad (4.7)$$

де  $\varphi_n$  – нормальний кут нахилу, що відповідає режиму роботи газопроводу без залпового викиду рідини і визначається із умови

$$\Phi_2(\varphi) = \frac{(\pi - \varphi) + \frac{1}{2} \sin 2\varphi}{\pi - \varphi + \sin \varphi} \quad (4.8)$$

Залежність функціональної умови нормального кута до дзеркала рідини отримуємо із рівняння (2.32)

$$\Phi_2(\varphi_n) = \frac{\pi^2}{2} \cdot \frac{\lambda \omega^2 P}{DgzRT \sin \alpha \left( \gamma_p - \frac{P}{zRT} \right)}. \quad (4.9)$$

4.3 Аналіз результатів впровадження способу очистки внутрішньої порожнини газопроводів від накопичених забруднень

Практичне впровадження результатів визначення залпового викиду рідини з порожнини газопроводу і способу очистки його внутрішньої порожнини шляхом створення високошвидкісного потоку газу проведено для таких газопроводів:

- газопроводи системи збору і видобутку газу Шебелинського ГКР (кільцевий колектор родовища);
- міжпромисловий газопровід Кременівська УКПНГ – Перещепинська УКПГ;
- магістральний газопровід Пасічна – Тисмениця, що транспортує газ Битків-Бабченського ГКР;

- міжпромисловий газопровід Харківського промислового регіону: Юліївська УКПГ – Богодухів – Степова УКПГ – ШПК.

Результати вимірювання вхідних параметрів необхідних для аналізування і розрахунку подано в табл. 4.2

Таблиця 4.2

**Вхідні параметри і результати вимірювання показників газового потоку газопроводів**

Назва газопроводу	Технічна характеристика			Характеристика забруднень, ухил ділянки газопроводу	Тиск, МПа		Температура, °С		Витрата, млн. м <sup>3</sup> /добу	Мета
	довжина балки, м	діаметр ділянки, мм	товщина стінки, мм		початковий	кінцевий	початкова	кінцева		
УКПГ-25 – УКПГ-24 Шебелинського ГКР	2,0	529	6	Конденсат, вода пластова / $i=30^{\circ}$	1,2	1,08	25,3	22,8	0,81	Зменшення тиску газу на гирлі свердловин, збільшення видобутку газу
УКПГ-23 – УКПГ-14 Шебелинського ГКР	1,5	529	6	Конденсат, вода пластова / $i=40^{\circ}$	1,14	1,12	22,3	21,0	0,18	Зменшення тиску газу на гирлі свердловин, збільшення видобутку
Кременівська УКПГ – Перещепинська УКПГ	22,0	529	8	Важкий конденсат / $i=3^{\circ}$	1,8	1,69	0,2	4	0,102	Звільнення газопроводу від конденсату
МГ Пасічна – Тисмениця	1,8	325	8	Конденсат, вода конденсаційна / $i=32^{\circ}$	1,5	1,38	18,6	16,9	0,318	Уникнення залпових викидів рідини
ЮБСШПК	2,5	325	8	Вода, сліди конденсату / $i=27^{\circ}$	3,6	3,05	48,3	24,3	2,15	Недосконала очистка газопроводу

Згідно із запропонованими рівняннями розд. 2 розрахуємо критичні параметри, що відповідають умові залпового викиду рідини, за наданою методикою параметричного діагностування гідравлічного стану газопроводів за розд. 3 розрахуємо показники газового потоку. Результати подано в табл. 4.3

Таблиця 4.3

**Результати параметричної діагностики гідравлічного стану промислових газопроводів, критичні параметри залпового викиду рідини з коліна газопроводу**

Назва газопроводу	Перепад тиску, МПа	Швидкість газу, м/с	$\lambda$	Середня температура газу, $^{\circ}\text{C}$	Середній тиск газу, МПа	Коефіцієнт стисливості	Гідравлічна ефективність, %	$\Phi(\Phi_{кр})$	$\Phi_{кр}$	$V_{кр}, \text{м}^3$
УКПГ-25 – УКПГ-24 Шебелинського ГКР	0,12	4,1	0,602	24,0	1,145	0,96	10,2	0,7	1,6	0,415
УКПГ-23 – УКПГ-14 Шебелинського ГКР	0,02	0,6	0,54	21,5	1,13	0,97	8,1	0,25	1,65	0,305
Кременівська УКПНГ – Перещепинська УКПГ	0,11	0,5	1,72	2,47	1,75	0,98	5,6	0,3	1,62	4,15
МГ Пасічна – Тисмениця	0,12	3,5	0,38	17,7	1,45	0,95	52,9	2,0	1,58	0,145
ЮБСШПК	0,55	7,8	0,17	36,7	3,35	0,92	65,6	6,8	1,42	0,12

Результати визначення об'єму забруднень і його динаміки протягом року подано в табл. 4.4.

### Результати визначення об'єму забруднень в порожнині газопроводів

Назва газопроводу	$V_{кр}, \text{м}^3$	$E, \%$	$i, \text{град}$	Ступінь заповнення порожнини газопроводу рідиною	$V_{забр}, \text{м}^3$	$V_{забр}^{max}, \text{м}^3$	Місяць	Умова
УКПГ-25 – УКПГ-24 Шебелинського ГКР	0,415	10,2	30	0,58	0,225	0,432	березень	виконується
УКПГ-23 – УКПГ-14 Шебелинського ГКР	0,305	8,1	40	0,37	0,125	0,27	березень	не виконується
Кременівська УКПНГ – Перещепинська УКПГ	4,15	5,6	3	0,96	4,03	5,085	квітень	виконується
МГ Пасічна – Тисмениця	0,145	52,9	32	0,45	0,06	0,157	листопад	виконується
ЮБСШПК	0,12	62,6	27	0,35	0,07	0,21	травень	виконується

Запропонований спосіб передбачає очистку газопроводу шляхом створення режиму його експлуатації, що відповідає прогнозованому викиду рідини з газопроводу. Отже, враховуючи максимальний об'єм рідини в порожнині газопроводу, оберемо режим експлуатації, що відповідає даним табл. 4.5.

## Умови створення високошвидкісного потоку газу

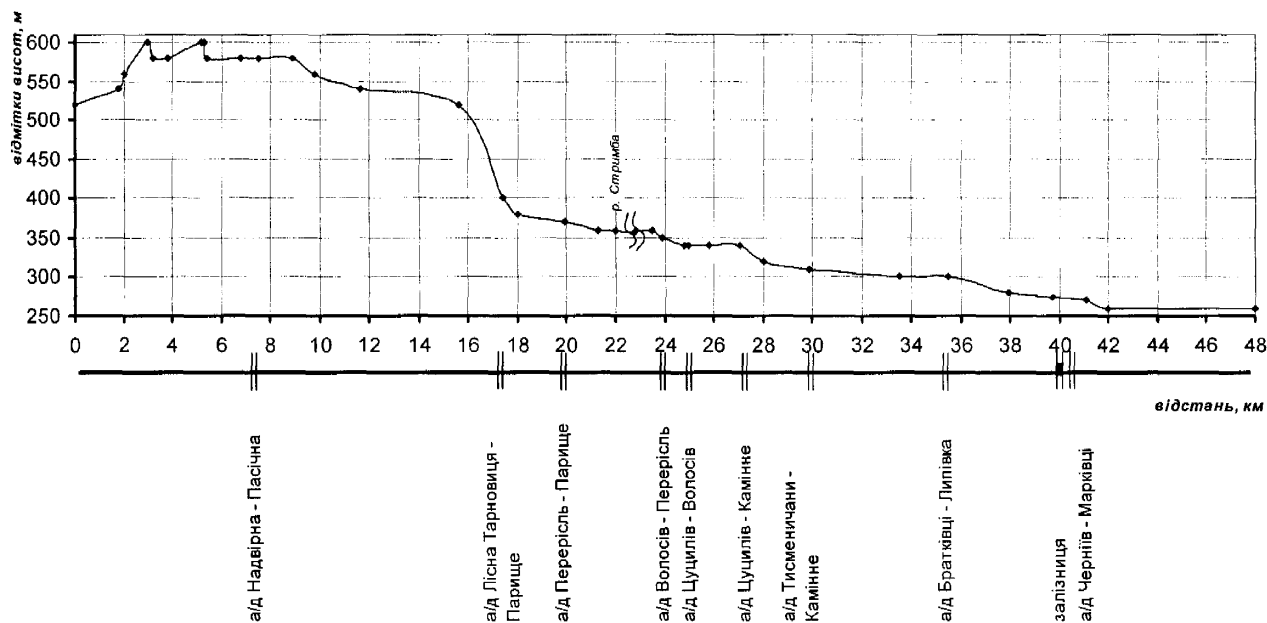
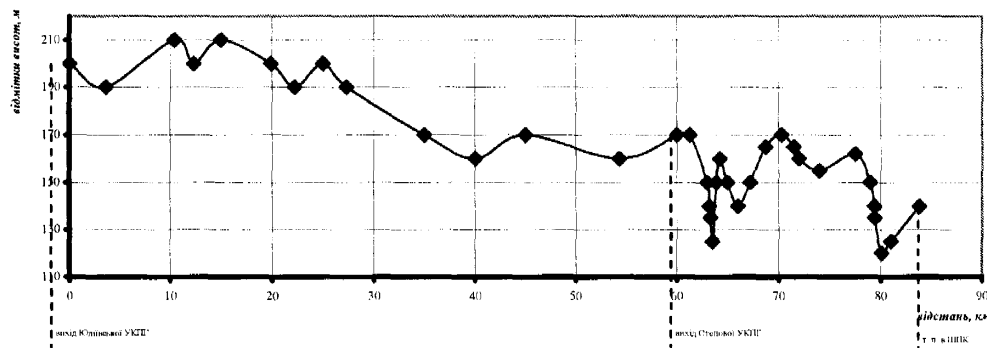
Назва газопроводу	Швидкість газу на момент досліджень, м/с	$V_{кр}$ , м <sup>3</sup>	Критична швидкість, що відповідає максимальному виносу рідин, м/с	Середній тиск газу, МПа	Кінцевий тиск на ділянці газопроводу, МПа	Перепад тиску, що слід створити на крані, МПа	Об'єм рідини, що залишиться в газопроводі, м <sup>3</sup>	Об'єм рідини, що надходить до кінцевого пункту, м <sup>3</sup>
УКПГ-25 – УКПГ-24 Шебелинського ГКР	4,1	0,415	14,7	2,0	1,08	0,92	0,05	0,41
УКПГ-23 – УКПГ-14 Шебелинського ГКР	0,6	0,305	13,2	2,0	1,12	0,88	0,08	0,297
Кременівська УКПНГ – Перещепинська УКПГ	0,5	4,15	9,4	3,0	1,69	1,31	0,02	4,13
МГ Пасічна – Тисмениця	3,5	0,145	14,8	3,0	1,38	1,62	0,07	0,138
ЮБСШПК	7,5	0,12	15,0	4,0	3,05	0,95	0,06	0,114

Отже, як видно із наданих даних запропонований спосіб очистки газопроводу за результатами даних параметричного діагностування гідравлічного стану газопроводу і розрахункових даних щодо визначення критичного об'єму забруднень в порожнині газопроводу, ступеня заповнення газопроводу рідиною згідно із даними другого і третього розділу, слід створити такий режим роботи газопроводу, який відповідає винесенню рідини з газопроводу високошвидкісною течією газу, і спрогнозувати точний об'єм рідини, що надходить на вхід технологічного обладнання ГРС, КС, ГС, УКПГ тощо. У разі необхідності очистки ділянок газопроводів, що

працюють в якості відводу до МГ, для запобігання просування мас рідини слід використати технічне рішення [16, 17, 47], що являють собою модернізовані уловлювачі забруднень типу розширювальної камери.

Практика експлуатування промислових газопроводів показує, що трасою газопроводів трапляються декілька застійних зон рідини, рис. 4.2, тому наявність місць локалізації рідинних забруднень слід проводити на основі результатів аналізування поздовжнього плану-профілю траси газопроводу [132], враховуючи такі чинники:

- поява накопичень на початкових ділянках газопроводу внаслідок крапельного винесення рідини (механічне винесення рідини із сепараційного обладнання, стовбура свердловини);
- поява забрудника трасою газопроводу внаслідок конденсації важких вуглеводнів і води з газового потоку під дією сприятливих термодинамічних умов (див. підрозд. 3.3.2).





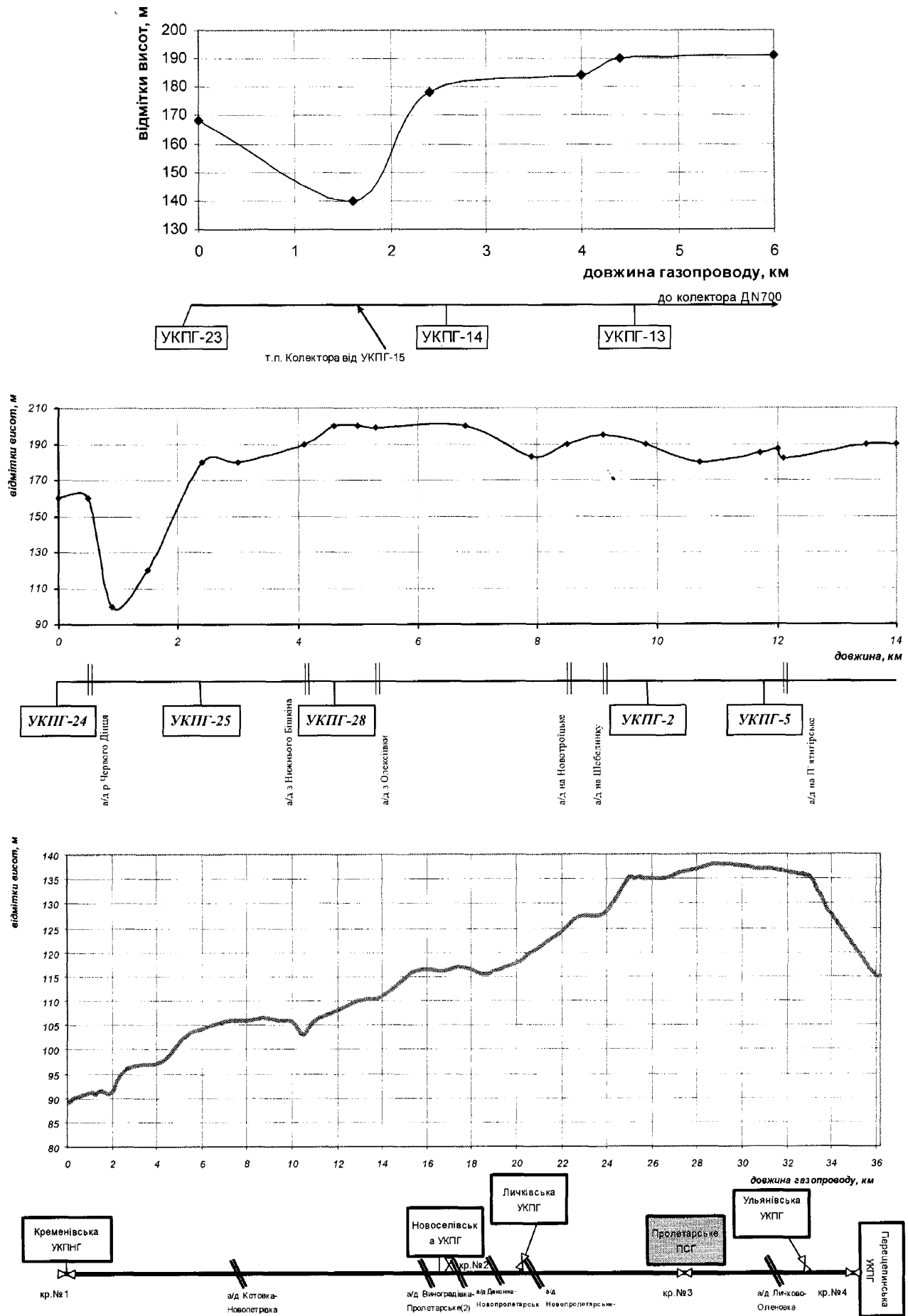


Рис. 4.2 - Поздовжні плани-профілі траси газопроводу

Необхідність проведення точних і швидких розрахунків на трасі газопроводів під час очисних операцій передбачає моніторинг гідравлічного стану газопроводів за допомогою створеного програмно-розрахункового комплексу, що аналізує дані параметричного діагностування гідравлічної ефективності ділянок газопроводу (див. підрозд. 3.5).

#### 4.4 Розрахунок економічного ефекту від впровадження заходів щодо очистки порожнини газопроводу високошвидкісним потоком газу

Розробка передбачає визначення кількісного вмісту забрудників в порожнині газопроводів, їх якісних характеристик та сприяє вибору очищення внутрішньої порожнини ділянок газопроводу з метою зменшення перепаду тиску їх трасою.

Розрахунок складено на стадії фактичного впровадження заходу.

Захід передбачає такі форми виявлення ефективності залежно від технологічного режиму експлуатації газопроводу:

- зменшення витрат паливного газу за рахунок проведення очистки газопроводу (розраховано для газопроводу Пасічна-Тисмениця);
- реалізація газового конденсату, що стає власністю газотранспортного підприємства після проведення заходів щодо очистки;
- усунення можливості пред'явлення штрафів щодо забруднення навколишнього середовища продуктами очистки в наслідок утилізації їх з посудин для збору, підібраних за необхідним розрахованим об'ємом;
- усунення можливості пред'явлення штрафів щодо невідповідності якості газу вимогам ГОСТ 5542-87 "Газы природные горючие для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия".

Впровадити запропоновані заходи можна:

- на газопроводах-відводах, з недосконало проведеними заходами щодо очистки їх внутрішньої порожнини перед введенням в експлуатацію;
- на газопроводах-відводах, що подають газ з УКПГ до магістральних газопроводів;

– на магістральних газопроводах і газопроводах-відводах, що подають газ безпосередньо потужним споживачам, але їх продуктивність знижена в умовах низьких вхідних тисків і наявності забрудників в порожнині труби.

Розрахунок згідно із вимогами [133] виконано для газопроводу

– Пасічна-Тисмениця, що працює за схемою ДКС – ГРС, і форма виявлення ефективності має проявитись у зменшенні витрат паливного газу;

Базою для порівняння для газопроводу Пасічна – Тисмениця будуть витрати паливного газу на ДКС перед проведенням заходів щодо очистки.

Вихідні дані для розрахунку очікуваного прибутку від впровадження розробки на МГ Пасічна - Тисмениця подано в табл. 4.6

Таблиця 4.6

### Вихідні дані для розрахунку очікуваного прибутку

Назва показників	Умове позначення	Одиниці вимірювання	Величина показника
<i>Газопровід Пасічна – Тисмениця</i>			
Початковий тиск в газопроводі до очистки	$P_{п1}$	кгс/см <sup>2</sup>	14,99
Початковий тиск в газопроводі після очистки	$P_{п2}$	кгс/см <sup>2</sup>	14,46
Кінцевий тиск в газопроводі	$P_{к}$	кгс/см <sup>2</sup>	13,09
Продуктивність газопроводу	$Q$	млн.м <sup>3</sup> /добу	0,3181
Густина газу	$\rho_{г}$	кг/м <sup>3</sup>	0,74
Діаметр газопроводу	$d$	мм	325×8
Довжина газопроводу	$L_{м}$	км	48,108
Температура газу	$T$	К	290,65
Густина газу	$\rho_0$	кг/м <sup>3</sup>	0,738
Питомі витрати паливного газу на ДКС	$q_{пг}$	м <sup>3</sup> /кВт*год.	0,4
Термін дії підвищення коефіцієнта гідравлічної ефективності	$n_{г}$	діб	1 рік (з урахуванням активізації процесу накопичення рідини в зимово-весняний період року)
Ціна газу для виробничо-технічних потреб	$Ц_{г}$	грн./тис.*м <sup>3</sup>	98,33
Витрати, пов'язані з очисткою ділянки газопроводу	$B_{д}$	тис.грн.	3,0
Витрати, пов'язані з очисткою ділянок газопроводу	$B_{д}$	тис.грн.	54
Витрати газу в газопроводі до проведення заходів щодо очистки	$Q_1$	млн.м <sup>3</sup> /добу	4,408

Розрахунок прибутку від зниження енергетичних витрат Битківської ДКС за рахунок зниження тиску газу на вході в газопровід Пасічна-Тисмениця.

Питома робота стискання газу агрегатом до  $W_1$  і після  $W_2$  очищення газопроводу, у кіловат-годинах на тисячу кубічних метрів газу визначається за формулою

$$W = 2,778 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{k_a}{k_a - 1} \cdot R \cdot Z_1 \cdot T_1 \cdot \left( \varepsilon^{\frac{k_a - 1}{k_a}} - 1 \right) \cdot \rho_0, \quad (4.10)$$

де  $k_a$  – показник адіабатного процесу стиску газу визначається за складом, тиском і температурою газу на вході і виході агрегату для метану при  $T = 293\text{K}$  ( $1,3 < k_a < 1,57$  при зміні тиску в інтервалі  $0,2 \text{ МПа} < P < 7,5 \text{ МПа}$ );

$R$  – газова стала для природного газу, Дж/(кг К),

згідно із розрахунковими даними  $k_a = 1,3$   $R = 288/\Delta = 288/0,5721 = 530,41$  Дж/кг К,

де 288 – газова стала повітря, Дж/кг К;

$\Delta$  – відносна густина газу по повітрю (для газу Битківського ГКР) – 0,5721;

$Z_1$  – коефіцієнт стисливості газу на вході в агрегат, визначається за складом, тиском і температурою газу,  $Z_1 = 1 - 5,5 \cdot 10^5 \cdot P_{cp} \cdot \frac{\Delta^{1,3}}{T_{cp}^{3,3}} = 1 - 5,5 \cdot 10^5 \cdot 0,65 \cdot \frac{0,5721^{1,3}}{290,77^{3,3}} = 0,9874$ ;

$T_1$  – температура газу на вході в агрегат, К;

$\varepsilon$  – ступінь стиску газу агрегатом, ступінь стиску газу на Битківській ДКС до проведення очистки  $\varepsilon_1 = \frac{P_{вих}}{P_{вх}} = \frac{14,99}{6,33} = 2,37$ ,  $\varepsilon_2 = \frac{P_{вих}}{P_{вх}} = \frac{14,46}{6,33} = 2,28$ ;

$\rho_0$  – густина газу за нормальних умов, кг/м<sup>3</sup>.

Питома робота стискання газу агрегату до проведення очистки

$$W_1 = 2,778 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{1,3}{1,3 - 1} \cdot 503,41 \cdot 0,9874 \cdot 290,65 \left( 2,37^{\frac{1,3 - 1}{1,3}} - 1 \right) \cdot 0,738 = 28,2805, \frac{\text{кВт} \cdot \text{год.}}{\text{тис.м}^3}.$$

Питома робота стискання газу агрегату після проведення очистки

$$W_2 = 2,778 \cdot 10^{-4} \frac{1,3}{1,3-1} \cdot 503,41 \cdot 0,9874 \cdot 290,65 \left( 2,28^{\frac{1,3-1}{1,3}} - 1 \right) \cdot 0,738 = 26,8874, \frac{\text{кВт} \cdot \text{год.}}{\text{тис.м}^3}.$$

Зменшення витрат паливного газу за рахунок проведення очистки газопроводу  $Q_{zn}$  у тисячах кубічних метрів визначається за формулою:

$$Q_{zn} = (W_1 - W_2) \times Q_d \times q_{nz} \times n_z, \quad (4.11)$$

де  $Q_d$  - продуктивність ділянки газопроводу, тис.м<sup>3</sup>/добу,

$q_{nz}$  - питомі витрачання паливного газу КС, тис.м<sup>3</sup>/(кВт·год.),

$n_z$  - термін дії підвищення коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки газопроводу, діб.

$$Q_{zn} = (28,2805 - 26,8874) \cdot 318,1 \cdot 0,4 \cdot 10^{-3} \cdot 365 = 64,7 \text{ тис. м}^3$$

Очікуваний економічний ефект  $E$  у тисячах гривень від очистки ділянки газопроводу Пасічна-Тисмениця визначають за формулою

$$E = Q_{zn} \times C_z / 1000 - B_d, \quad (4.12)$$

де  $C_z$  – ціна газу для виробничо-технологічних потреб, грн/тис.м<sup>3</sup>;

$B_d$  – витрати, пов'язані з очисткою ділянки газопроводу, тис.грн.

$$E = 64,7 \cdot 98,33 / 1000 - 1,8 = 6,36 - 1,8 = 4,56 \text{ тис. грн.}$$

#### 4.5 Висновки до четвертого розділу

1 Враховуючи, що об'єкт дослідження характеризується тривалим терміном експлуатації і наявністю нерівнопрохідної арматури, аналіз стану технічних засобів і заходів щодо очистки порожнини газопроводу свідчать про те, можливість застосування традиційних методів очистки шляхом пропускання очисних пристроїв різних конструкцій є значно обмеженою.

2 На основі отриманих результатів досліджень щодо залпового викиду рідини і динаміки об'єму забруднень протягом року розроблено спосіб очистки порожнини газопроводів високошвидкісним потоком газу, який передбачає точний розрахунок: критичної швидкості руху газового потоку, що відповідає винесенню критичного об'єму рідини з порожнини газопроводу, перепаду тиску, який слід створити на запірному органі, для забезпечення критичної швидкості газу, довжини ділянки наявності забруднень в порожнині газопроводу; об'єму забруднень, що надійде на кінцевий пункт призначення внаслідок залпового викиду і що залишиться в порожнині газопроводу.

3 Надані результати практичного впровадження способу очистки внутрішньої порожнини газопроводу високошвидкісним потоком газу на газопроводах, що транспортують газ ГКР України свідчать про значну ефективність представленого способу.

4 У разі необхідності проведення очистки промислових газопроводів, що працюють безпосередньо в магістральний газопровід, для запобігання просування мас забруднень до порожнини останнього запропоновано застосувати технічне рішення щодо вловлювання рідини, яке являє собою удосконалено розширювальну камеру.

## ВИСНОВКИ

На основі проведених досліджень вирішено актуальну для газотранспортної та газовидобувної галузі науково-практичну задачу, яка полягає у розробці математичних моделей режимів роботи газопроводів із наявними рідинними забрудненнями у внутрішній порожнині і створення на їх основі способів визначення об'єму забруднень в порожнині газопроводів системи “свердловина – УКПГ – ДКС – МГ – споживач” та прогнозування залпових викидів рідини з їх порожнини.

1 Систематизація причин утворення рідинних забруднень в порожнині газопроводу свідчить про можливість їх появи внаслідок: механічного крапельного винесення рідини з сепараційного обладнання і осадження її під впливом сприятливого швидкісного режиму експлуатації, конденсації рідини з газового потоку за сприятливих термодинамічних умов трасою газопроводу, недосконалої очистки порожнини перед здаванням в експлуатацію газопроводу. На основі аналізу методів дослідження гідравлічного стану газопроводів, кількісного визначення забруднень в порожнині газопроводу і залпових викидів рідини до технологічного обладнання виявлено їх розрізненість, придатність для запобігання обводнення свердловин, виникнення гідратів в стовбурі свердловини, створення апаратів і технології щодо запобігання залпового викиду рідини в технологічні трубопроводи КС, ГРС тощо, транспортування газу в кліматичних умовах, що не стосуються України, транспортування нафти і конденсату.

2 Результати проведених теоретичних досліджень дали змогу отримати спосіб прогнозування залпового викиду рідини з порожнини газопроводу, який полягає у виконанні в певний період року умови перевищення величини критичного об'єму забруднень величиною об'єму забруднень, визначеною на основі аналізу його режиму роботи. Критичний об'єм забруднень в застійній зоні газопроводу являє собою функціональну залежність від технічної характеристики газопроводу, рельєфу місцевості, якою прокладено його трасу, геометрії рідинної пробки

(критична глибина залягання дзеркала рідини і його довжина) і її якісної характеристики, режиму експлуатації газопроводу.

3 Отримано математичну модель ступеня заповнення порожнини газопроводу рідиною, що являє собою залежність від коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводу і кута нахилу висхідних ділянок. На основі отриманої емпіричної регресійної моделі створено спосіб визначення об'єму забруднень в порожнині газопроводу і його динаміки протягом року внаслідок сприятливих термодинамічних і швидкісних умов для конденсації рідини (волога, важкі вуглеводневі фракції) з газового потоку.

4 На основі результатів досліджень залпового викиду рідини і зміни об'єму забруднень в порожнині газопроводів розроблено спосіб очистки газопроводу шляхом створення високошвидкісного потоку газу, який дає змогу підібрати швидкісний режим експлуатації газопроводу, що відповідатиме винесенню критичного об'єму забруднень із порожнини газопроводу. Спосіб передбачає точне визначення показників режиму роботи газопроводу, перепаду тиску, який слід створити на запірному органі газопроводу, об'єму забруднень, що надходитиме до технологічного обладнання КС, УКПГ, ГРС тощо, і залишок рідинних забруднень в газопроводі.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1 Братах М.І. Спосіб визначення об'єму забруднень в порожнині газопроводів, що транспортують газ власного видобутку// Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць, вип. 5. – Київ, «ДП Науканафтогаз», – 2007.- С. 628 - 634.

2 Капцов І. І., Холодов В.І., Братах М. І., Винник С. М., Скабара Л. І. Газопроводи магістральні. Методичні положення для визначення об'єму забруднень в газопроводах-відводах. – Київ, Укртрансгаз, 2005. - 64с.

3 Капцов І. І., Братах М. І. Оптимальна періодичність очистки газопроводу при застосуванні мобільних камер запуску та прийому очисних пристроїв// Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць. - вип. XXIX. – Харків, УкрНДІгаз, 2001. - С. 110-115.

4 Капцов І.І., Братах М.І., Винник С.М., Фоменко О.В., Скабара Л.І., Коляденко В.А. Визначення об'єму відкладів у діючому газопроводі та його гідравлічної ефективності // Проблеми розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць,- вип. XXIX.– Харків, УкрНДІгаз, 2001. - С. 95-99.

5 Богуславський В. А., Капцов І. І., Братах М.І. Щодо питання про застосування мобільних камер запуску та прийому очисних пристроїв // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць, - вип. XXIX – Харків, УкрНДІгаз, 2001. - С. 115-119.

6 Братах М. І., Винник С.М., Холодов В.І. Дослідження гідравлічного стану промислових газопроводів // Коммунальное хозяйство городов: Науч. техн. сборник, - вып. 38 – Київ, Техніка, 2002. - С. 193 – 199.

7 Братах М.І., Фоменко О.В. Аналіз технічного рівня техніки та технології очистки газопроводів з нерівнопрохідною арматурою // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: ІФНТУНГ, - вип. № 3(4) - Івано-Франківськ, 2002. - С. 11-14.

8 Тимків Д.Ф., Братах М.І., Фоменко О.В. Аналіз рівнянь для визначення надлишкового перепаду тиску по довжині газопроводів, що транспортують газ газоконденсатних родовищ // Науковий вісник. ІФНТУНГ, - вип.№1(5).- Івано- Франківськ, 2003. - С. 47-51.

9 Сливканич В.С., Хоменко Г.О., Шапар І.О., Братах М.І., Малітовський Р.В., Вівденко О.Х. Дослідження гідравлічного стану газопроводу за умов його циклічної експлуатації //

Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць, - вип. XXXI.– Харків, УкрНДДГаз. 2004. - С. 68-78.

10 Мельничук Р. М., Слесарев В.А., Братах М.І., Коляденко В.А., Процків Р.І., Скабара Л.І. Аналіз гідравлічного та технічного стану промислових газопроводів ГПУ “Полтавагазвидобування” // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць, - вип. XXXI. – Харків, УкрНДДГаз. 2004. - С. 83-90.

11 Капцов І. І., Хоменко Г. О., Братах М.І. Причини збільшення перепадів тиску по трасі газопроводів системи видобутку і збору газу // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць, - вип. XXXIII. – Харків, УкрНДДГаз. 2005. - С. 99-106.

12 Холодов В.І., Братах М.І., Винник С.М., Коляденко В.А., Хоменко Г.О. Збільшення пропускної здатності газопроводу шляхом лупінгування // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць, - вип. XXXIII.– Харків, УкрНДДГаз. 2005. - С. 113-118.

13 Братах М.І., Холодов В.І., Винник С.М., Малітовський Р.В., Соболева А.В. Самочинні зміни коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводу внаслідок дії швидкісної течії газу.// Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць, - вип. XXXIV. – Харків, УкрНДДГаз. - 2006. – С. 211-215.

14 Бойко Р.В., Винник С.М., Братах М.І., Стецюк С.М. Діагностика коефіцієнта гідравлічної ефективності та методи щодо його підвищення на газопроводах ГПУ “Львівгазвидобування” // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць, - вип. XXXIV.- Харків, УкрНДДГаз. 2006. – С. 227-232

15 Пат. 68953 А Україна, МКІ F17D5/00. Спосіб контролю за накопиченням рідини в газопроводі /Капцов І.І., Бурних В.С., Дутчак І.О., Винник С.М., Братах М.І., Процків Р.І. Заявл. 21.11.03; Опубл. 16.08.04, бюл. №8.

16 Пат. 68958 А Україна, МКІ B08B9/027. Спосіб очистки внутрішньої порожнини газопроводу / Капцов І.І., Слесарев В.А., Братах М.І., Винник С.М., Коляденко В.А., С.М Стецюк. Заявл. 21.11.03. Опубл. 16.08.04, бюл. №8.

17 Пат. 5574 Україна, МКІ B01D45/08. Пристрій для очистки газу /Сенишин Я.І., Чопань С.В., Бойко Р.В., Капцов І.І., Холодов В.І., Винник С.М., Братах М.І. Заявл. 12.07.04. Опубл. 15.03.05, бюл. №3.

18 Пат. 59660 А Україна, В01D45/08. Пристрій для очистки газу в трубопроводах /Капцов І. І., Слесарев В. А., Коляденко В. А., Братах М. І., Винник С.М. Заявл. 08.11.02. Опубл. 15.09.03, бюл. № 9.

19 Саприкін С. О., Капцов І. І., Холодов В. І., Братах М. І. Надійність газопостачання споживачів Харківського промислового регіону в умовах збільшення споживання низьконапірного газу Шебелинського ГКР: XII Міжнар. конференція “Ресурсоенергозбереження у ринкових відносинах”: Тези доповідей, 14-17 червня. – Ялта; Київ, 2005. - С. 73-74.

20 Рибчич І. Й., Градюк В. Т., Саприкін С.О., Капцов І. І., Братах М.І. Оптимізація перерозподілу потоків Шебелинського газоконденсатного родовища в Харківській промвузол. Обеспечение эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта : Сборник докладов науч.- практ. Семинара, 25-27 квітня. – Київ, Екотехнология, 2005. –С. 30-34.

21 Смоляк Т.І., Іваник Є.Б. Капцов І.І., Холодов В.І., Винник С.М, Братах М.І. Діагностика гідравлічного стану газопроводу з метою визначення способу його покращення// Матеріали конференції “5-а Національна науково-технічна конференція і виставка Неруйнівний контроль та техніка Діагностика”. – Київ, УТНКТД, 2006. – С. 344—351.

22 Саприкін С.О. Капцов І. І., Братах М. І., Винник С.М., Іваник Є.Б. Надійність газопостачання споживачів Харківського промвузла в залежності від гідравлічної ефективності магістральних газопроводів, що подають газ Шебелинського ГКР// Обеспечение эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта // Сборник докладов науч.- практ. семинара, 17-18 квітня.– Київ НТК «Іститут електросварки ім. Е.О. Патона, 2007. –С. 97-102.

23 Холодов В.І. Розподіл сезонних потоків газу Харківського промвузла //“Науковий вісник будівництва” №17: Зб. наук. праць. – Харків, ХДТУБА ХОТВ АБУ. 2002. – С. 197-200.

24 Загоринский Э. Е., Солоновская Н. В. О коэффициенте гидравлического сопротивления газопроводов высокого давления. //Экспресс-информация. Транспорт, хранение и использование газа в народном хозяйстве; №5 (29). Москва, 1971. - С. 7-9.

25 Клапчук О.В., Славинский В.П. Экспериментальные исследования структуры турбулентного потока в гладких и шероховатых трубах // «Разработка месторождений, промышленная и заводская обработка газа, транспорт газа», вып. 1 «ч. 2». – Москва, 1974. - С. 48-61.

26 Славинский В.П. Влияние шероховатости поверхности трубопроводов на режимы течения газа// «Трубопроводный транспорт газа» Труды ВНИИГАЗа. – Москва, 1987. - С. 75-80.

27 Бурных В. С., Ткаченко М. Ф. Увеличение пропускной способности газопровода ШБКБ (на участке Шебелинка – Белгород) // Нефтяная и газовая промышленность, №4.- Киев, Техника. 1964. - С. 57-60.

28 Кривошеин Б.Л. Анализ эффективности работы дрипов различных конструкций // Новости нефтяной и газовой промышленности, №6. – 1968.- С.38-45.

29 Ильский О.Г. Повышение эффективности работы конденсатосборника типа «расширительная камера» // Газовая промышленность, №12. – Москва, Недра. 1966.- С.24-28.

30 Шварц М.Э., Лур'е М. В. – Внутренняя очистка газопроводов с неравнопроходной арматурой // Газовая промышленность №7.- Москва, Недра. 1974. - С.27-30

31 Морозова М. Определение количества конденсата в трубопроводах с двухфазным потоком // Экспресс-информация (серия Газовая промышленность зарубежных стран) №8. - Москва, 1979. - С. 8-11.

32 Пальчиков В. П., Маслов В. М., Лучанский В. Е. Бесконтактный способ индикации уровня жидких отложений в газопроводных системах.// Информационный сборник «Передовой производственный и научно-технический опыт, рекомендуемый для внедрения в газовой промышленности» №2. – Москва, ВНИИЭГАЗпром. 1989. –С.48-52.

33 Маслов В. М. Определение местоположения и уровня отложений жидкости в магистральных газопроводах // Нефтяная и газовая промышленность №5, 1990. - С. 5-10.

34 Бекиров Т.М., Мурин В.И., Сулейманов В.А., Сидорина В.П. О взаимосвязке показателей УКПГ и МГ// Газовая промышленность- №10. – Москва, Недра. 1989. – С. 53-55.

35 Гончаров В.Н., Чистяков Б.Е. Очистка газопроводов высокократными пенами // Газовая промышленность №11. – Москва, :Недра. 1980. - С. 36-38.

36 Одишария Г.Э., Славский В.П. Оценка погрешности измерения двухфазовых потоков диафрагменными расходомерами // Газовая промышленность,- №5. – Москва, Недра. 1989. - С. 36-37.

37 Иванов В.А., Смирнов В.А., Воробьев О.Б. Измерение эффективности участков газопроводов при многократной очистке по диспетчерским данным // Нефтяная и газовая промышленность, - №3. 1990. - С.48-49.

38 Киченко Б.В., Киченко Т.К. Программа для расчетов задержанной жидкости, удаляемой из трубопровода при изменении расхода транспортируемой газожидкостной смеси // Экспресс-информация «Транспорт и хранение нефти». – Москва, Недра. 1991. - С. 7-12.

39 П'янило Я.Д., Притула М.Г., Блаут Ю.Є., П'янило Г.М. Вплив рельєфу та місцевих опорів на параметри проходження газу по трубопроводах з відборами // Нафтова і газова промисловість - № 2, 2002. С.42-44.

40 Крылов В., Отт Ф., Салюков В., Смирнов В., Стояков В. Очистка линейных участков магистральных газопроводов // Газовая промышленность- №11, 2001. С. 57-58.

41 United States Patent № 4473408. Cleaning pipeline interior with gelled pig :Purinton, Jr. Publ. September 25, 1984/ Filed: January 12, 1982.

42 H.Lee Norris, Alan Rydahl Simulation reveals conditions for onshore gas-condensate pipelines – Oil&Gas Journal, 17 Nov.2003.

43 V. Goldberg, FMc Kee Model predicts liquid accumulation severe terrain induced slugging for two-phase lines - Oil&Gas Journal, 19 Aug.1985.

44 Saed Mokhatab Correlation predicts pressure drop in gas-condensate pipelines - Oil&Gas Journal, 28 Jan.-2002. С.66-67.

45 Mahmood Moshfeghian, Arland H. Johannes, Robert N. Maddox Thermodynamic properties are important in predicting pipeline operations accurately - Oil&Gas Journal, 04 Feb.2002. С.58-61.

46 ГОСТ 5542-87 Газы природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. ТУ.- Введ.01.01.88. – М.: Изд-во стандартов,1987. -3 с.

47 Пат. України №62732. Сепараційний елемент газорідного сепаратора /А Шапар І. О., Сенишин Я.І., Братах М.І., Дорошенко Я.В; Заявл.13.05.03; Опубл. 15.12.03, бюл. № 12.

48 Пат. України №25161 С2. Пристрій для очищення газу / Шарапов В.О., Розгонюк В.В.; Заявл. 05. 07.96, Опубл. 16.10.00, бюл. № 5.

49 Козій В. М., Дутчак І.О. Вимоги до транспортної кондиційності газу, який видобувається з родовищ України // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць, -вип. XXX. – Харків, УкрНДІГаз, 2002. - С. 146-150.

50 Козій В.М., Лур'є А.І., Хвостова О.В. Аналіз причин зміни вологості природного газу при його транспортуванні по магістральним газопроводам України // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць, - вип. XXXI. – Харків, УкрНДІГаз, 2003. - С. 285-288.

51 Гусейнов И.С., Черников В. И. Влияние жидкостей на работу газопроводов. – Москва, ВНИИОЭНГ, 1966.-С. 64.

52 ГОСТ 20060-83. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги. – Введ. 01.07.84. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 16 с.

53 Брук В. А. Діагностика наявності зрідженої вологи в газових потоках в трубопроводах. // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць, - вип. XXVIII (до 50-річчя свердловини-першовідкривача Шебелинського газоконденсатного родовища. – Харків, УкрНДІГаз, 2000. - С. 117-119.

54 Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. – Москва, Недра, 1977.- 415 с.

55 Базлов М. Н., Жуков А. И., Алексеев Т.С. Подготовка природного газа и конденсата к транспорту. - Москва, Недра, 1968. –213с.

56 Гиматудинов Ш.К., Динюшкин И.И., Зайцев В.М. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. – Москва, Недра. 1988. – 302с.

57 Владимиров А.И., Щелкунов В.А., Круглов С.А. Основные процессы и аппараты нефтегазопереработки. – Москва, ООО «Недра-Бизнесцентр». 2002. – 227 с.

58 Борщенко Л.И. Подготовка газа и конденсата к транспорту. – Москва: Недра.– 1987. – 183с.

59 Бекиров Т.М Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. – Москва, Недра. 1980.- 293с.

60 Резуненко В.И., Кобцев А.Ф., Ткаченко М.Ф. Метод определения количества конденсата, выделяющегося в газопроводе.// Нефтяная и газовая промышленность. – Киев, Техника. 1978. - С. 46-47.

61 Ткаченко М.Ф., Кобцев А.Ф., Бурных В.С. О влиянии фазовых превращений природных газов при отборе проб для химанализа на характеристики по кондиционности. // Сб. «Развитие газовой промышленности Украинской ССР» - вип. V. - Харків, - 1970. - С. 253-260.

62 Ткаченко М.Ф., Кобцев А.Ф. Вывод обобщенной зависимости для определения точек росы по углеводородам при подаче газа от промысла к потребителям. // Сб. «Развитие газовой промышленности Украинской ССР», - вип. V. – Харків, 1970. - С. 212-218.

63 ТУ У 320.00158764.007-95. Гази горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. ТУ. –Замість ОСТ 51.40-83; Введ.01.01.1996.- К.;, 1995, 11 с.

64 Капцов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах. – Москва, Недра. 1988. – 160 с.

65 Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. – Москва, Недра. 1973. – 280 с.

66 ГОСТ 22387.4. Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения содержания смолы и пыли. – Взамен ГОСТ 5580-56 ; Введ.01.01.78.- М.: Изд-во стандартов, 1987.- 19 с.

67 Литвин С.В., Рябых О.Ф., Полуда М.Е., Головкин В.С. Минеральные образования в промысловых системах и газопроводах.// Нефтяная и газовая промышленность, №3. – Москва, Недра. 1973. - С. 45-49.

68 Одишария Г.Э., Катушенко А.В. Гидравлический расчёт рельефных трубопроводов при незначительном содержании жидкости в потоке газа // Газовая промышленность. – Москва, Недра. 1976. – С.42-43.

69 Мухин В.Е. Структурные формы течения газожидкостных смесей в трубах // Газовое дело №1.- Москва, ВНИИОЭНГ, 1971. – С. 13-15.

70 Зайцев Ю.В. Влияние характера газожидкостного потока на эффективность ингибиторной защиты // Газовая промышленность №2. – Москва, Недра, 1978.- С. 17-19.

71 Пат. СССР №171233. Е.Н. Майгуров, Е.А. Рева Способ определения засоренности трубопровода; Заявл. 02.03.64, Оpubл. 11.05.65, бюл. № 10.

72 Сенишин Я.І., Феценко М.І., Братах М. І., Васадзе А. В., Коляденко В. А., Шеїна З. В. Деякі питання визначення об'єму забруднень газопроводів.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Всеукр. науково-техн. журн. № 3 (4).- Івано-Франківськ, 2002. - С.88-92.

73 Капцов И.И., Розгонюк В.В. Оценка объёма отложений (загрязнений) для их утилизации при очистке газопроводов // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць, - вип. 25. – Харків, УкрНДІгаз, 1998.– С.280-286.

74 Пат.СССР №1247624. В.А. Брук Способ определения загрязненности магистрального газопровода; Заявл. 19.02.85; Оpubл. 30.07.86, бюл. № 28.

75 Пат. України №49762. Беккер М.В. та ін. Спосіб контролю утворення гідратів в газопроводах.; Заявл. 05.06.02, Оpubл. 16.09.02; . бюл. №9.

76 Пат. України № 49764. Руднік А.А. та ін. Спосіб контролю утворення гідратів в газопроводах; Заявл. 05.06.02; Оpubл. 16.09.02, . бюл. №9.

77 В.А. Брук, І.А. Гордієнко, І.О.Дутчак До питання запобігання гідратоутворення в магістральних газопроводах // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. пр., - вип. XXX. – Харків, УкрНДІгаз, 2002.- С. 150-153.

78 Пат. України №34697. А Руднік А.А. та ін. Спосіб контролю гідралічного стану магістрального газопроводу. Заявл. 01.04.99; Оpubл. 15.03.01, бюл. №2, 2001.

79 В.А. Брук . Визначення режимів роботи та гідралічної ефективності газопроводу у випадку неізотермічних течій // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць, - вип. XXX. – Харків, УкрНДІгаз, 2002. - С. 154-158.

80 Шагапов В.Ш., Р.И. Нигматулин, Н.С. Хабеев Об ударных волнах в жидкости с пузырьками газа// ДАН СССР. 1974. Т. 214, № 4. С. 782 – 799.

81 Шагапов В.Ш., Р.И. Нигматулин Структура ударных волн в жидкости, содержащей пузырьки газа // Изв. АН СССР. МЖГ. 1974. № 6. С. 30 – 40.

82 Шагапов В.Ш. Структура ударных волн в полидисперсной смеси жидкость–пузырьки газа // Изв. АН СССР. МЖГ. 1976. № 6. С. 145 – 147.

83 Шагапов В.Ш. Распространение малых возмущений в жидкости с пузырьками // Прикладная механика и техническая физика. 1977. № 1. С. 90 – 101.

84 Р.И. Нигматулин, Н.К.Вахитова Проявление сжимаемости несущей фазы при распространении волн в пузырьковой среде // ДАН СССР. 1989. Т. 304, № 5. С.1077 – 1081.

85 Способ контроля газосодержания в жидкости: А.с. 1079048 / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Ш. Азаматов и др, 1983.



- 86 Способ определения свободного газосодержания в жидкости: А.с. 114970 / В.Ш. Шагапов, А.Х. Мирзаджанзаде, В.Д. Черняев и др, 1984.
- 87 Устройство для определения параметров двухфазной парожидкостной смеси: А.с. 1133540 / Р.И. Нигматулин, А.Ш. Азаматов, и др, 1984..
- 88 Шагапов В.Ш О фильтрации газированной жидкости // Прикладная механика и техническая физика. № 3, Т. 34. 1993. - С. 97 – 105.
- 89 В.Г.Каримов Истечение газированной жидкости через сопло // Прикладная механика и техническая физика. № 4, Т. 69. 1994. - С. 97 – 105..
- 90 В.Р.Сыртланов Фильтрация кипящей жидкости в пористой среде // Теплофизика высоких температур № 1, Т. 34. 1994.- С. 87 – 93.
- 91 Н.Г.Мусакаев Математическое исследование процесса закачки теплоносителя в межтрубное пространство скважины //Нефтяное хозяйство. . № 2, 1996. - С. 29 – 31.
- 92 Шагапов В.Ш, Мусакаев Н.Г. Теоретическое моделирование работы газонефтяной скважины в осложненных условиях // Прикладная механика и техническая физика. № 2, Т. 38. 1997.- С. 125 – 134..
- 93 Н.Г. Мусакаев, Шагапов В.Ш Математическое моделирование газожидкостного течения в скважине при наличии фазовых переходов и внешнего теплообмена // Изв. вузов. Нефть и газ.- № 6, 1997. -С. 98.
- 94 Н.Г. Мусакаев Теплообмен скважины с мерзлыми породами // Инженерно-физический журнал.- № 6, Т. 71. 1998. - С. 1131 – 1137.
- 95 Распространение паро-газокапельных струй в атмосфере // Известия АН. Физика атмосферы и океана - № 3, Т. 37. 2001.- С. 313 – 321. (О.С. Гудкова).
- 96 Г.Р. Галиаскарова К теории накопления смога в штиль // Физика атмосферы и океана .-№1, Т.38. 2002. - С. 71 – 80.
- 97 Г.Р. Галиаскарова В.Ш. Шагапов О динамике накопления атмосферных выбросов отрицательной плавучести в безветренную погоду // Инженерно-физический журнал.- №2, Т.75. 2002.- С. 22 – 27.

98 И.Ю. Хасанов, Г.Я. Хусаинова Моделирование процесса удаления нефти с поверхности воды методом прилипания // Экологические системы и приборы. -№ 5, 2003. - С. 33 – 35.

99 Р.Р. Уразов Характеристики газопровода при наличии гидратных отложений // Теплофизика высоких температур. -№3, Т. 42. 2004.- С. 1 – 8.

100 Чарный И.А. Влияние рельефа местности и неподвижных включений жидкости или газа на пропускную способность трубопроводов. – Нефтяное хозяйство. -№6, 1965. – с.51-55.

101 Чертоусов М. Д. Гидравлика. Госэнергоиздат, 1962. – 462с.

102 Гусейнов Ч.С. Влияние конденсата на производительность газопровода. – Труды МИНХиГП им Губкина. Трубопроводный транспорт нефти и газа, вып. 45. Гостоптехиздат, 1963. – с. 12-15.

103 Галлимов А.К., Губин В.Е. О границе раздела неподвижных скоплений газа или воды в трубопроводах.

104 Ануфриев И.Е. Самоучитель MatLab 5.9/6.X:- Санкт-Петербург.: фирма БХВ Петербург, 2002. – 736с.

105 Фильчиков П.Ф. Справочник по высшей математике. – Киев, Наукова думка. 1972. –744 с.

106 Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем. – Москва, Недра. 1978. –. 399с.

107 Дорошенко В.М. Основи наукових досліджень. Навчальний посібник. // К.:ІСДО; 1998. –128 с.

108 Ходакович И.Е. Изучение закономерностей изменения давления и расхода газа по длине газопровода. – Сб. «Транспорт газа» (Труды ВНИИГАЗа, вып. 13/20). – Москва, Недра. 1961.- С.14-19

109 ГОСТ 22520-85 Датчики давления, разрежения и разности давления с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие ТУ. - Взамен ГОСТ 14763-78, ГОСТ 14795-79, ГОСТ 22520-77; Введ. 01.07.86.- М.: Изд-во стандартов ,1987.- 31с. .

110 ГОСТ 22521-85 Датчики давления, разрежения и разности давления с пневматическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие ТУ. -Взамен ГОСТ 14764-79, ГОСТ 14796-80, ГОСТ 22521-78; Введ. 01.07.86.- М.: Изд-во стандартов ,1987.- 28с.

111 ГОСТ 30543-97 Преобразователи термоэлектрические. Основные требования по выбору и использованию. Введ. 01.07.98. - М.: Изд-во стандартов, 1998.- 43с.

112 ГОСТ 8.207-76 Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Введ. 01.11.77. - М.: Изд-во стандартов, 1977. - 28с.

113 ГОСТ 23615-79 Статистический анализ точности. Введ. 01.03.80.- М.: Изд-во стандартов, 1980. - 52с.

114 Райбман Н.С. Дисперсионная идентификация.– Москва, Недра. 1981.–330с.

115 Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – Москва, Недра. 1977. – 228с.

116 Андерсон Т. Введение в многомерный статистический анализ. – Москва, Физматгиз. 1970. –500 с.

117 Альтшуль А. Д. Гидравлические сопротивления. – Москва, Недра. 1982. –224 с.

118 Гусейнов Ч.С. и др. Распределение капель жидкости в газовых потоках.// «Нефть и газ»- №4. – Москва, 1976. - С. 65-70.

119 ГОСТ 18917-82 Газ горючий природный. Методы отбора проб.- Взамен ГОСТ 18917-73; Введ. 01.07.83. –М.: Изд-во стандартов, 1988.

120 ГОСТ 20061-84 Газы горючие природные. Методы определения температуры точки углеводородов. - Взамен ГОСТ 20061-74; Введ.01.01.86. – М. :Изд-во стандартов, 1984.- 180 с.

121 Фринланд В.Я. Эксплуатационные режимы работы газопровода в системе промысел – газоперерабатывающий завод. – Москва, ВНИИОЭНГ. 1983. – 30с.

122 Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Яковлев Е.И. Трубопроводный транспорт газа. - Москва, Наука. 1976. - 495 с.

123 Идентификация моделей гидравлики. Бабе Г.Д., Бондарев Э.А., Воеводин А.Ф., Каниболотский М.А.- Новосибирск, Москва, Наука. 1980. - 160 с.

124 Вусленко В.Н. Автоматизация имитационного моделирования сложных систем. Москва, Наука. 1977. - 240 с.

125 Скотт Ф. Баркер. Создание приложений баз данных в среде Visual Basic.NET и ADO.NET: советы, рекомендации, примеры. :Пер. с англ. – Москва, Издательский дом «Вильямс». 2003. –560с.

126 Ивѐн, Билл, Берес, Джейсон Visual Basic.NET. Библия пользователей.: Пер. с англ. –Москва, Издательский дом «Вильямс». 2002. – 1024 с.

127 Девичев В.В., Ионин Д.А. Анализ эффективности и периодичности очистки полости магистральных газопроводов // Транспорт природного газа. – Москва, ВНИИГАЗ. 1986. – С.64-70.

128 Пат. 57127, Україна Пристрій для очистки трубопроводу /Богуславський В.А., Капцов .І.І.// Заявка №2000084938 від 21.08.00, В08В9/04, Заявл.15.03.02. Опубл..16.06.2003, бюл.№3/2002.

129 Terry R. Shamblin Intelligent pigging inspection of uncoated seamless pipelines // Pipelines and gas journal / March 2000.

130 Пат. 1224023. СССР, МПК 4, В08В9/06. Способ очистки внутренней полости газопровода / Бурных В.С., Капцов И.И.// Заявка 3714377, дата подачи заявки:1984.03.23; Опубл. 1986.04.15, бюл. №14/1986;

131 Кулателадзе С.С., Стырикович М.А.. Гидравлика газожидкостных смесей. – Ленинград, ГЭИ. 1958. –232с.

132 Сухарев М. Г. Выбор оптимальных технологических схем и трасс при проектировании магистральных газопроводов и систем Сухарев М. Г., Ставровский Е. Р. // Пути дальнейшего повышения эффективности и надежности трубопроводного транспорта газа. 1992. – 80с.

133 «Методичні положення визначення прибутку від впровадження науково-технічних заходів та використання об'єктів промислової власності у транспортуванні газу». – Київ, ДК “Укртрансгаз”. 2006. – 154с.

## Додаток А

**ДОДАТОК**  
 Лабораторія фізико-хімічних досліджень (відділ КГК і ТД УкрНДІгазу)  
**Результати фізико-хімічних досліджень проби конденсату**  
**з Ульяновського родовища**

Показники	Ульянівська УКПГ
Дата відбору	-
Колір	св. кор.
Густина при 20°C, г/см <sup>3</sup> (ГОСТ 3900)	0,7380
В'язкість кінематична при 20°C, м <sup>2</sup> /с*10 <sup>-6</sup> (ГОСТ 33)	-
Молекулярна маса (СТП 8999-25)	-
Вміст смол, % мас. (ГОСТ 11851)	-
Вміст парафінів, % мас. (ГОСТ 11858)	-
Вміст мех домішок, %мас. (ГОСТ 10577)	відс.
Вміст асфальтенів, % мас. (ГОСТ 11851)	-
Вміст сірки, % мас. (ГОСТ Р 51947)	-
Температура застигання, °С (ГОСТ 20287)	-
Вміст води, %об. (ГОСТ 2477)	спіди
Вміст хлористих солей, мг/дм <sup>3</sup> (ГОСТ 21534)	3,0
Фракційний склад, (ГОСТ 2177-99)	
початок кипіння, °С	42
відгін при температурі, °С	
5%	72
10%	82
20%	92
30%	99
40%	106
50%	113
60%	120
70%	130
80%	148
90%	181
95%	220
кінець кипіння, °С	271
Об'ємна частка, %:	
відгону	98,0
залишку	2,0
втрат	-
Вміст фракцій на основі відгону, % об.:	
п.к. - 150°C	80,5
150° - 200°C	12,5
200° - 300°C	7,0
вище за 300°C	-

Ч. іконавці:

*[Handwritten signatures]*

Киян В.П.  
 Ларічева Т.А.  
 Шакуєва Н.В.  
 Соколовська І.В.  
 Сливканич В.М.

лабораторії

Дата 25.04.06

Побудова емпіричних залежностей для визначення питомої вагової кількості важких вуглеводнів в пробі газу

Побудова емпіричної формули вимагає двох етапів:

1. Виведення загального вигляду формули.
2. Визначення значень параметрів, що входять до формули.

Для виведення загального вигляду формули скористаємось табл. Б.1, в якій наведено найбільш розповсюджені залежності та найпростіші умови їх застосування.

З метою вибору емпіричної формули серед вказаних перевіримо придатність формули для умов, які ми розглядаємо, для чого використовуючи дані, знаходимо значення  $\bar{x}_s$  та  $\bar{y}_s$ . Останнє порівнюємо із значенням  $y_s$ , значення якого надано в табл. Б.2 та знайдемо розбіжність  $(y_s - \bar{y}_s)$ . Вибір формули обумовлюється якомога меншим значенням розбіжності.

Якщо значення  $\bar{x}_s$  немає серед вихідних даних  $x_i$ , то відповідне йому значення  $y_s$  визначаємо шляхом лінійної інтерполяції

$$y_s = y_i + \frac{y_{i+1} - y_i}{x_{i+1} - x_i} \cdot (\bar{x}_s - x_i), \quad (\text{Б.1})$$

де  $x_i$  и  $x_{i+1}$  – проміжні значення у діапазоні  $\bar{x}_s$  ( $x_i < \bar{x}_s < x_{i+1}$ )

Нижче розглянемо спосіб визначення вигляду формули на прикладі для Котелевського газоконденсатного родовища.

Результати розрахунків, що пов'язані з виведенням емпіричної формули, наведено в табл. Б.2. Вихідні дані –  $C_{5+\text{вищі}}$  та відповідні їм значення  $q'$  за формулою (Б.1) – нанесемо на графік у вигляді точок  $M_i = [C_{5+\text{вищі}}, q']$  (рис. Б.1). Проведена крива найбільш близьких точок з вихідними даними, що отримано від якісної проби газу, дещо відрізняється від попередньої. Нижче в табл. Б.3 наведено таблицю значень  $C_{5+\text{вищі}}, q''$ , знятих з проведеної кривої.

Таблиця Б.1

Найбільш прості умови для наявності емпіричних залежностей

№	Вигляд емпіричної залежності	Найпростіші необхідні умови	
		$\bar{x}_s$	$y_s$
1	$y=ax+v$	$\frac{x_1+x_n}{2}$ (середньоарифметична)	$\frac{y_1+y_n}{2}$ (середньоарифметична)
2	$y=ax^b$	$\sqrt{x_1 \cdot x_n}$ (середньгеометрична)	$\sqrt{y_1 \cdot y_n}$ (середньгеометрична)
3	$y = \frac{x}{ax+v}$	$\frac{2x_1 \cdot x_n}{x_1+x_n}$ (середньгармонічна)	$\frac{2y_1 \cdot y_n}{y_1+y_n}$ (середньгармонічна)
4	$y=av^x$	$\frac{x_1+x_n}{2}$	$\sqrt{y_1 \cdot y_n}$
5	$y = \frac{1}{ax+v}$	$\frac{x_1+x_n}{2}$	$\frac{2y_1 \cdot y_n}{y_1+y_n}$
6	$Y=a \ln x+v$	$\sqrt{x_1 \cdot x_n}$	$\frac{y_1+y_n}{2}$
7	$y = a + \frac{b}{x}$	$\frac{2x_1 \cdot x_n}{x_1+x_2}$	$\frac{y_1+y_n}{2}$

Таблиця Б.2

Вибір емпіричної залежності згідно основних критеріїв (1-7 за табл. Б.1)

№	$\bar{C}_{5+v}$	$\bar{q}''$	$\bar{q}_T''$	$\bar{q}_T'' - \bar{q}''$	Вигляд формули
1	$\frac{0,200+0,600}{2} = 0,400$	$\frac{6,2+20,3}{2} = 13,3$	13,1	0,2	$q''=a \cdot C_5^{+v}+v$ недостаньо задовольняє
2	$\sqrt{0,200 \cdot 0,600} = 0,346$	$\sqrt{6,2 \cdot 20,3} = 11,2$	11,2	0,0	$q''=a \cdot C_5^b+v$ задовольняє
3	$\frac{2 \cdot 0,200 \cdot 0,600}{0,200+0,600} = 0,300$	$\frac{2 \cdot 6,2 \cdot 20,3}{6,2+20,3} = 9,5$	9,6	0,1	$q'' = \frac{C_{5+v}}{a \cdot C_{5^{+v}} + v}$ мало задовольняє
4	$\frac{0,200+0,600}{2} = 0,400$	$\sqrt{6,2 \cdot 20,3} = 11,2$	13,1	1,9	$q''=a \cdot v^c_5$ не задовольняє

## Продовження таблиці Б.2

Вибір емпіричної залежності згідно основних критеріїв (1-7 за табл. Б.1)

5	$\frac{0,200+0,600}{2} = 0,400$	$\frac{2 \cdot 6,2 \cdot 20,3}{6,2 + 20,3} = 9,5$	13,1	3,6	$q'' = \frac{1}{a \cdot C_{5+вищ}} + b$ не задовольняє
6	$\sqrt{0,200 \cdot 0,600} = 0,346$	$\frac{6,2 + 20,3}{2} = 13,3$	11,2	2,1	$q'' = a \cdot \ln C_{5+вищ} + b$ не задовольняє
7	$\frac{2 \cdot 0,200 \cdot 0,600}{0,200 + 0,600} = 0,300$	$\frac{6,2 + 20,3}{2} = 13,3$	9,6	3,7	$q'' = a + \frac{b}{C_{5+вищ}}$ не задовольняє

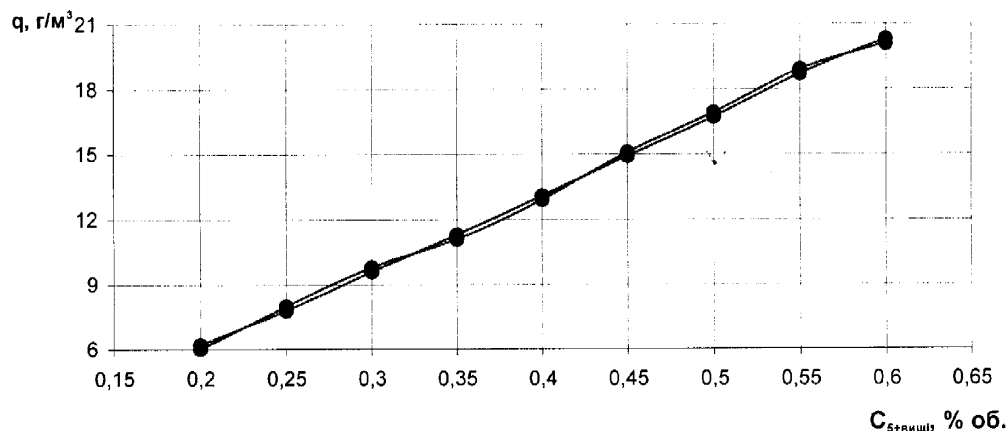


Рис. Б.1 - Графіки залежності питомої вагової кількості важких вуглеводнів в пробі газу від вмісту важких фракцій

Таблиця Б.3

Вихідні значення  $C_{5+вищ}$  та  $q''$  для визначення вигляду емпіричної формули

$i$	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$(C_{5+вищ})_i, об.$	0,200	0,250	0,300	0,350	0,400	0,450	0,500	0,550	0,600
$q''_i, г/м^3$	6,2	7,8	9,6	11,3	13,1	14,9	16,7	18,7	20,3

Як видно з табл. Б.2 найменше значення різниці  $q''_m - \bar{q}''$  спостерігається для степеневі залежності

$$q'' = a \cdot C_{5+вищ}^b + b \quad (Б.2)$$

Визначимо коефіцієнти  $a$  і  $b$ , що входять до складу формули (Б.2)

Прологарифмувавши формулу (Б.2) отримаємо

$$\ln q'' = \ln a + b \ln C_{5+вищ} \quad (Б.3)$$



Значення  $\ln(C_5^{+e})_i$  та  $\ln q''_i$  ( $i=1,2,\dots,9$ ) для газу Котелівського родовища наведено в табл. Б.4.

Таблиця Б.4

Значення  $\ln(C_5^{+e})_i$  та  $\ln q''_i$

$i$	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\ln(C_5^{+e})_i$	-1,6094	-1,3863	-1,2040	-1,0498	-0,9163	-0,7985	-0,6931	-0,5978	-0,5108
$\ln q''_i$	1,8246	2,0541	2,2618	2,4248	2,5726	2,7014	2,8154	2,9285	3,0106

Коефіцієнти формули (Б.2) вираховують методом середніх величин.

Складаємо відхилення  $E_i = \ln a + v \ln(C_{5+вищ}_i) - \ln q''_i$  ( $i=1,2,3,\dots,9$ )

Розбиваємо на дві групи

$$E_1 + E_2 + E_3 + E_4 + E_5 = 0$$

$$E_6 + E_7 + E_8 + E_9 = 0.$$

Отримуємо систему:  $5 \ln a - 6,1658v = 11,1379$

$$4 \ln a - 2,6002v = 11,4559$$

Звідки  $v = 1,086$ ;  $a = 35,355$ .

Таким чином для Котелівського ГКР отримуємо формулою

$$q'' = 35,355 \cdot C_{5+вищ}^{1,086}$$

## Додаток В

3-D залежності для діаметральних рядів промислових і магістральних газопроводів, за умови наявності зконденсованої води та важких вуглеводнів як забруднень внутрішньої порожнини газопроводу і зміни тиску від 1,0 до 4,0 МПа

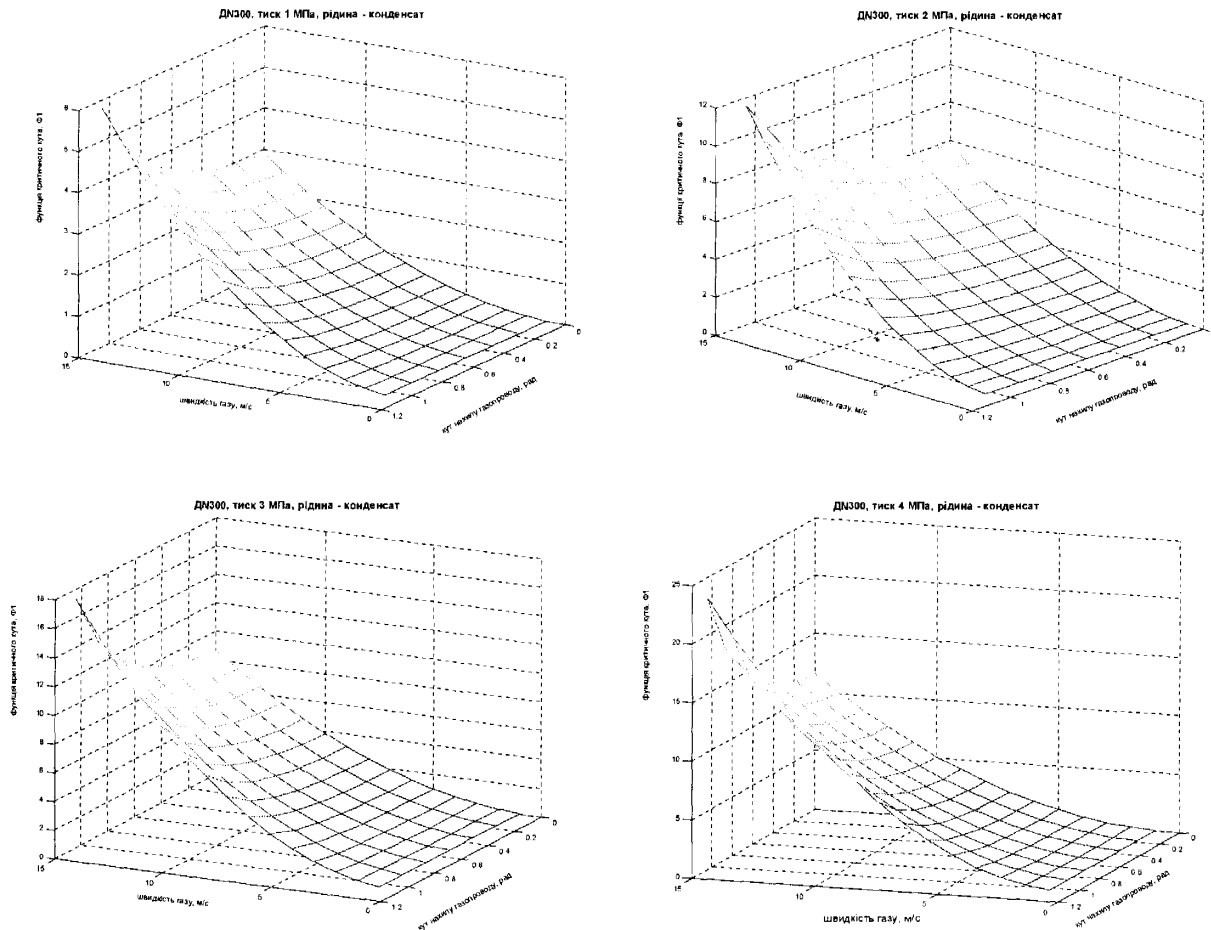


Рис. В.1 - Математичні моделі залежності  $\Phi_1(\phi_{кр})$  для рельєфних газопроводів DN300 із середнім тиском на досліджуваній ділянці від 1,0 до 4,0 МПа за умови наявності зконденсованих важких вуглеводнів як забруднень внутрішньої порожнини

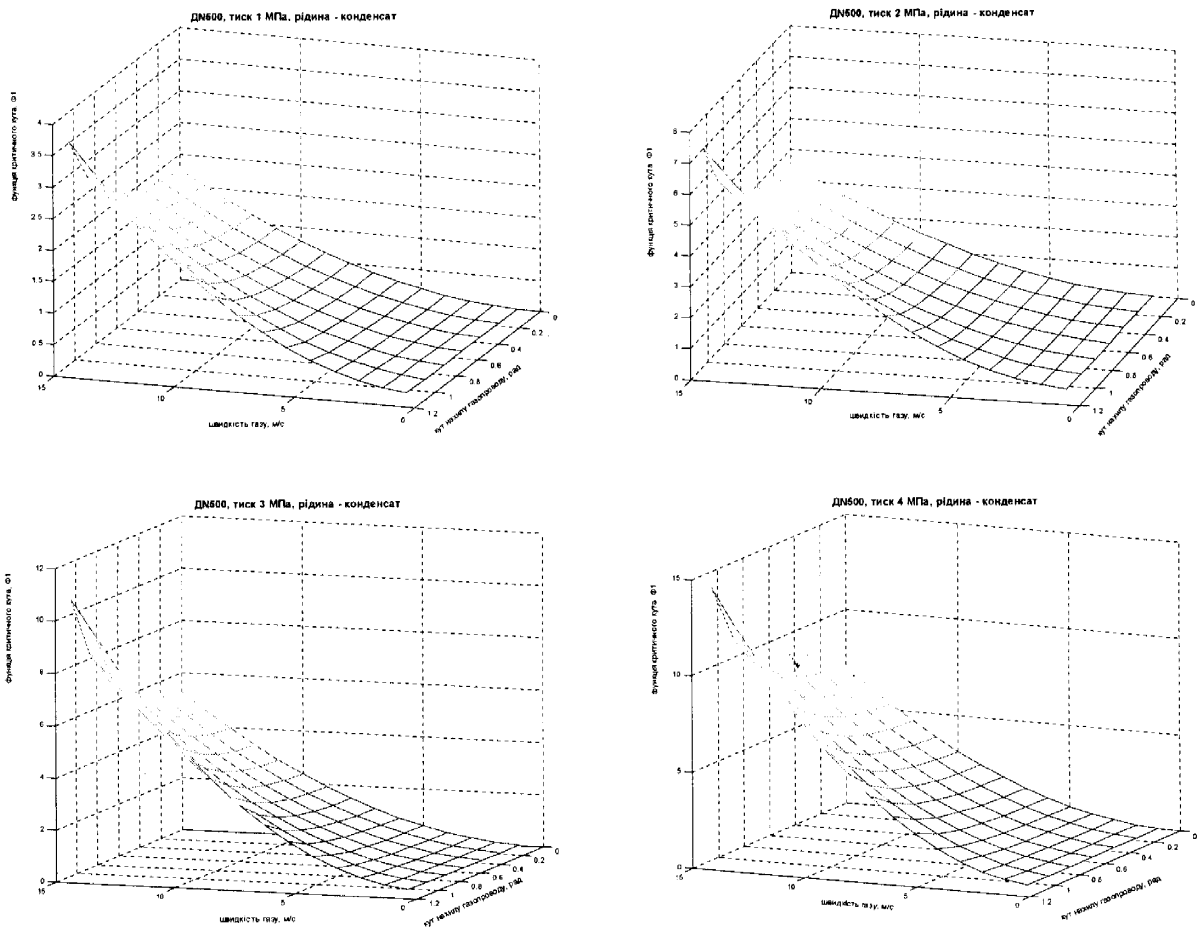
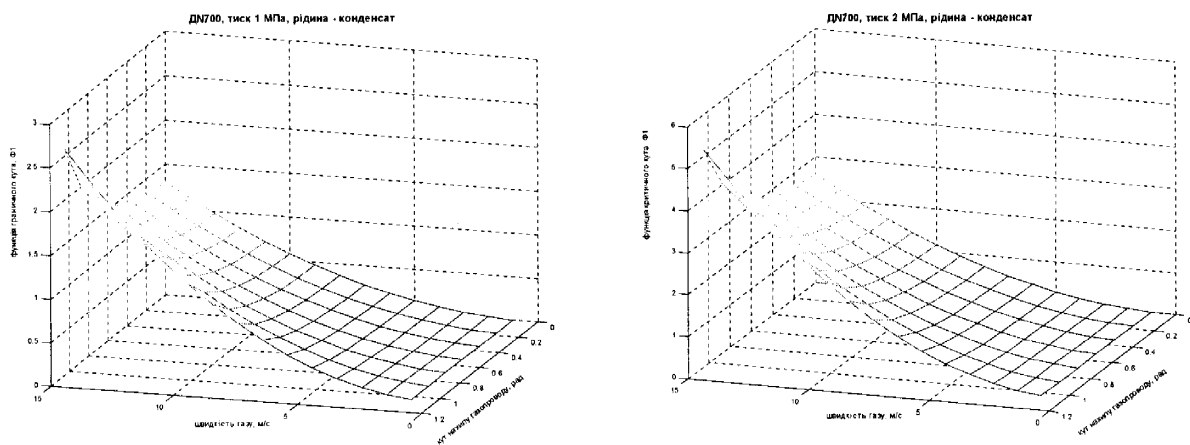


Рис. В.2 - Математичні моделі залежності  $\Phi_1(\phi_{кр})$  для рельєфних газопроводів DN500 із середнім тиском на досліджуваній ділянці від 1,0 до 4,0 МПа за умови наявності зкондесованих важких вуглеводнів як забруднень внутрішньої порожнини



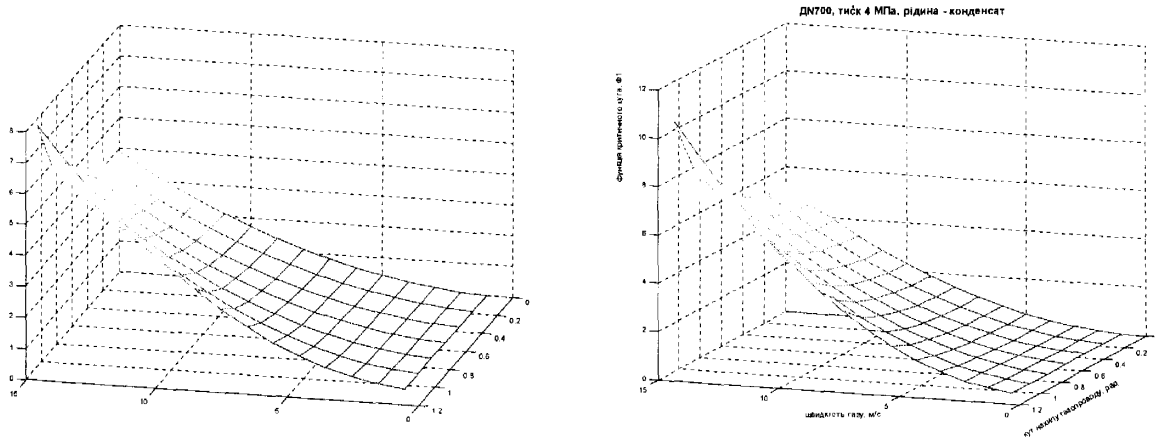


Рис. В.3 - Математичні моделі залежності  $\Phi_1(\varphi_{кр})$  для рельєфних газопроводів ДН700 із середнім тиском на досліджуваній ділянці від 1,0 до 4,0 МПа за умови наявності зкондесованих важких вуглеводнів як забруднень внутрішньої порожнини

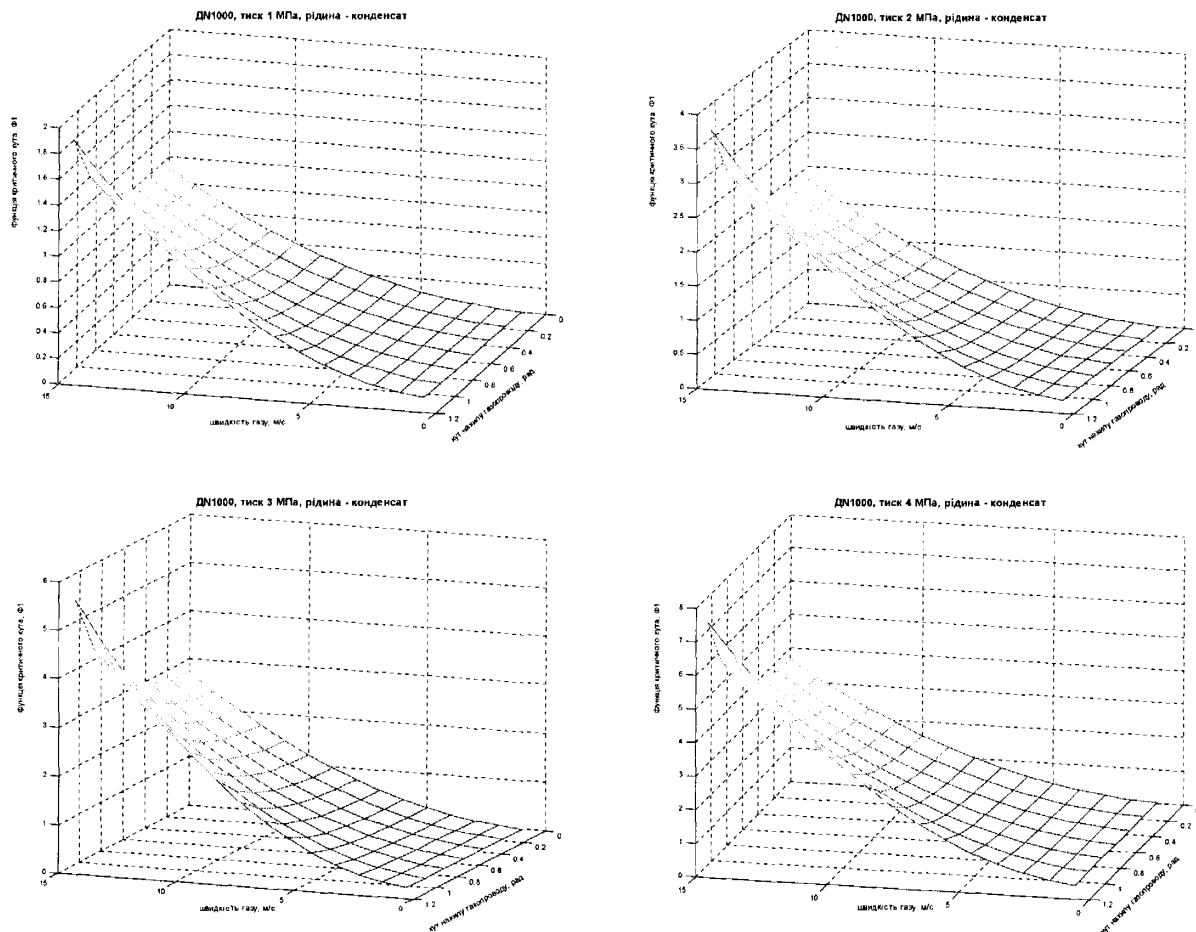


Рис. В.4 - Математичні моделі залежності  $\Phi_1(\varphi_{кр})$  для рельєфних газопроводів ДН1000 із середнім тиском на досліджуваній ділянці від 1,0 до 4,0 МПа за умови наявності зкондесованих важких вуглеводнів як забруднень внутрішньої порожнини

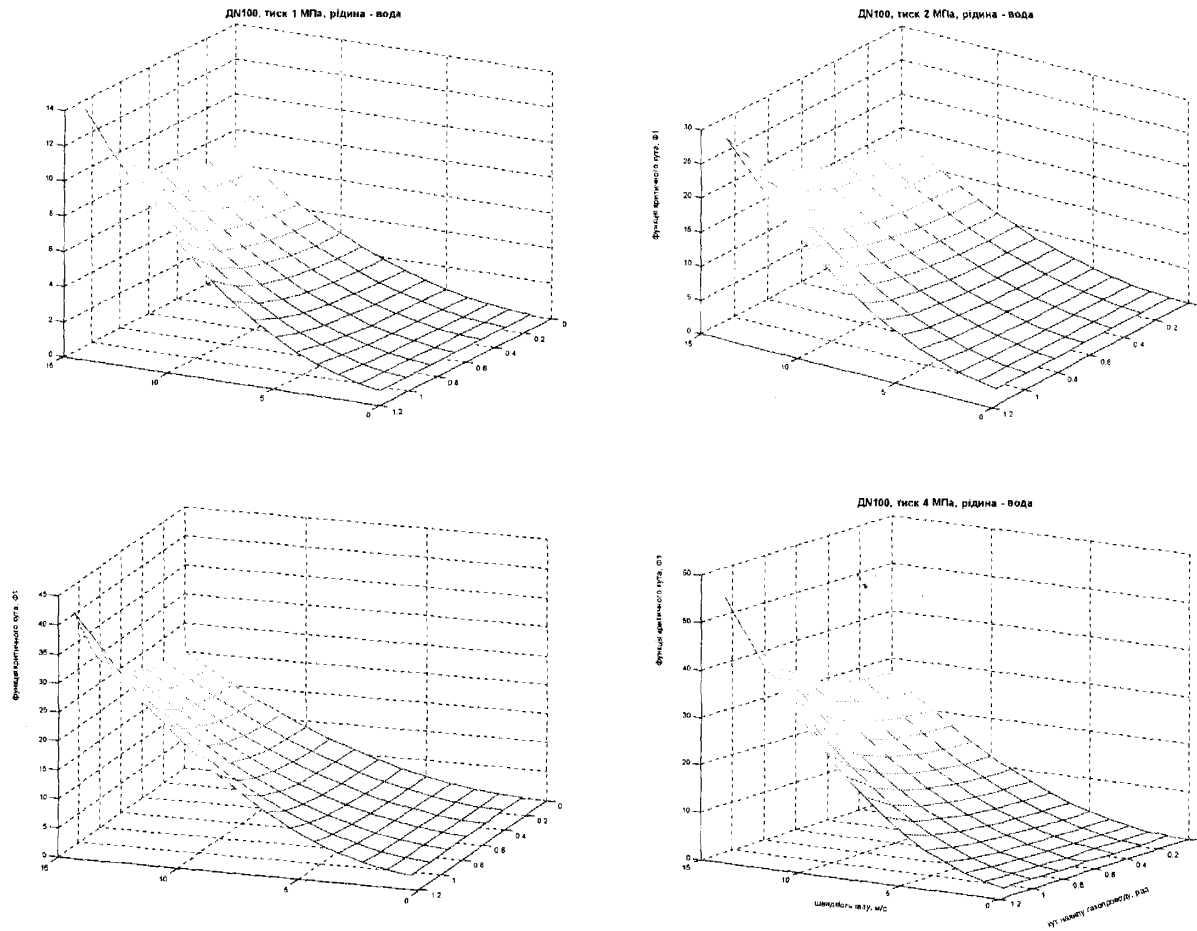
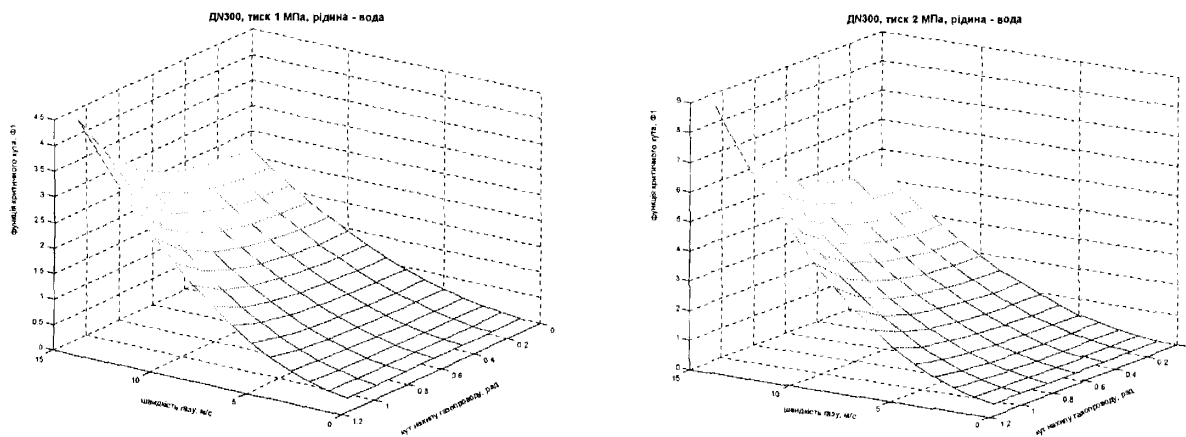


Рис. В.5 - Математичні моделі залежності  $\Phi_1(p_{\text{ср}})$  для рельєфних газопроводів DN100 із середнім тиском на досліджуваній ділянці від 1,0 до 4,0 МПа за умови наявності зкондесованої вологи або пластової води як забруднень внутрішньої порожнини



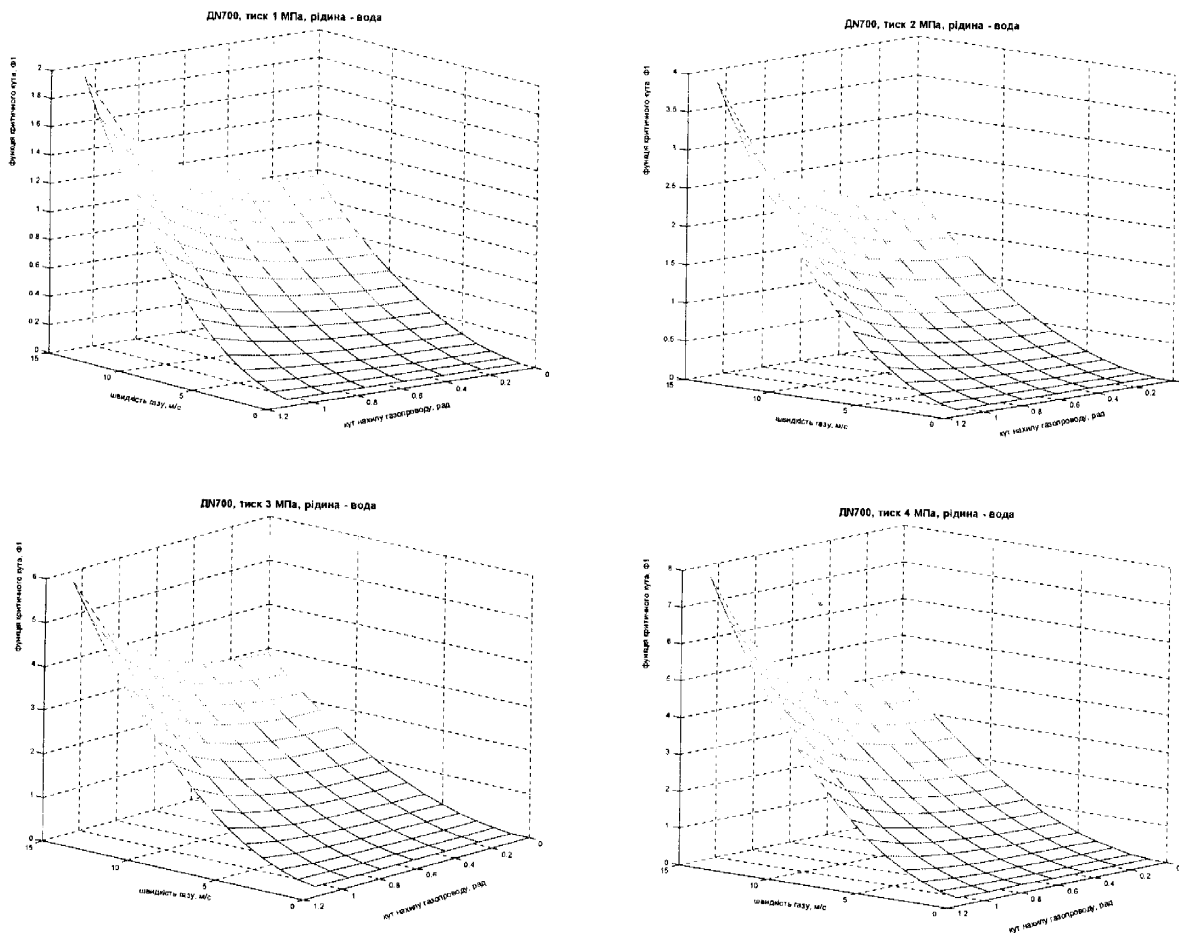
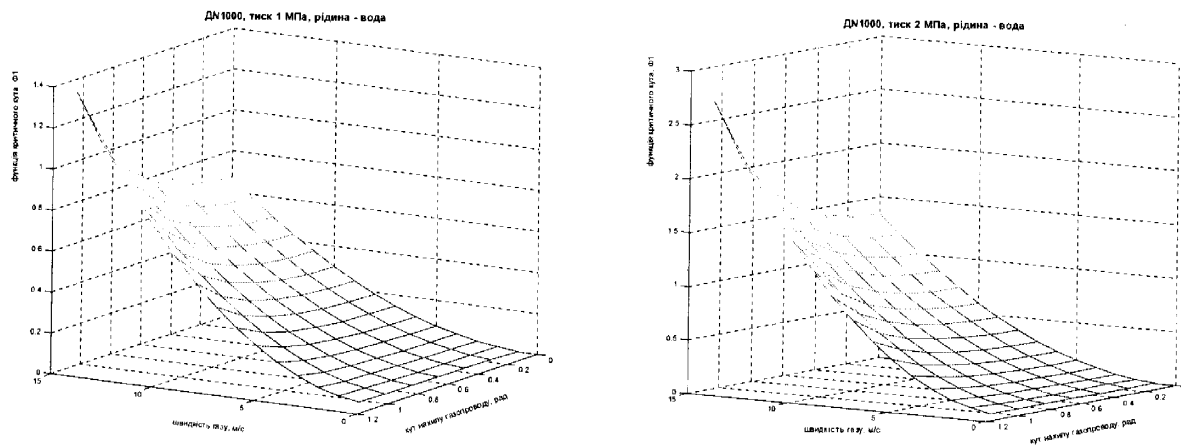


Рис. В.8 - Математичні моделі залежності  $\Phi_1(\varphi_{кр})$  для рельєфних газопроводів DN700 із середнім тиском на досліджуваній ділянці від 1,0 до 4,0 МПа за умови наявності зкондесованої вологи або пластової води як забруднень внутрішньої порожнини



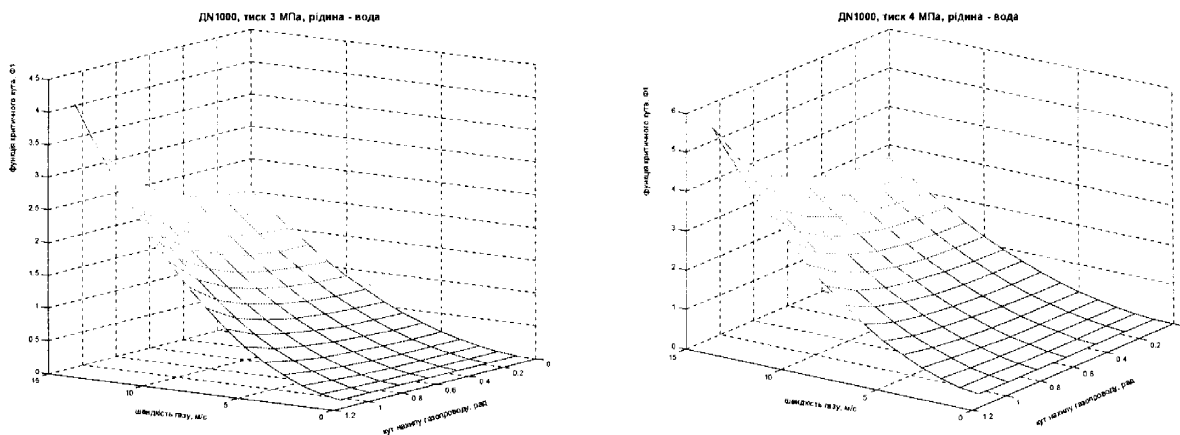


Рис. В.9 - Математичні моделі залежності  $\Phi_1(\phi_{кр})$  для рельєфних газопроводів DN1000 із середнім тиском на досліджуваній ділянці від 1,0 до 4,0 МПа за умови наявності зкондесованої вологи або пластової води як забруднень внутрішньої порожнини

## Додаток Д

### Акт стендових досліджень

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Заступник директора  
УкрНДІгазу в науковій роботі  
канд. техн. наук



**АКТ**

стендових досліджень процесу накопичення рідинних забруднень в порожнині експериментального скляного газопроводу

Комісія у складі

Голова комісії: Капцов І.І.                      завідуючий відділу транспорту газу  
УкрНДІгазу, док. техн. наук, проф.

Члени комісії: Холодов В.І.                      провідний науковий співробітник,  
канд. техн. наук

Хоружевський О.Б.                      завідуючий відділу конструкторських  
та науково-експериментальних робіт  
УкрНДІгазу

Братах М.І.                      інженер-технолог відділу транспорту  
газу УкрНДІгазу

склала цей акт у тому, що з 07.02.2005 по 16.02.05 та 02.06.2005 по 23.06.2005 були проведені стендові дослідження процесу накопичення рідинних забруднень в порожнині експериментального скляного газопроводу.

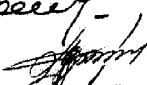
Дослідження проводились згідно з "Програмою і методикою стендових досліджень процесу накопичення рідинних забруднень в порожнині експериментального скляного газопроводу" в лабораторії відділу транспорту газу УкрНДІгазу.


Проведені дослідження дозволили знайти експериментальну залежність об'єму рідинних накопичень від наступних чинників: перепад тиску в газопроводі, витрата газу, температура газового потоку, перепад висот на ділянці газопроводу, геометрії труби. Визначено розрахункові значення коефіцієнтів, що входять до формули визначення об'єму забруднень в газопроводах, розробленої для СОУ "Методичні положення для визначення об'єму забруднень в газопроводах-відводах"

Розроблені залежності рекомендовано апробувати на діючих газопроводах з метою оцінки точності визначення об'єму накопичених забруднень.

Голова комісії:  Капцов І.І.

Члени комісії:  Холодов В.І.

 Хоружевський О.Б.

 Братах М.І.





## ПРОТОКОЛ

стендових досліджень процесу накопичення рідинних забруднень в порожнині  
експериментального скляного газопроводу

23 червня 2005 р.

м. Харків

Комісія у складі

Голова комісії: Капцов І.І.

завідуючий відділу транспорту газу  
УкрНДІгазу, док. техн. наук, проф.

Члени комісії: Холодов В.І.

провідний науковий співробітник,  
канд. техн. наук

Хоружевський О.Б.

завідуючий відділу конструкторських  
та науково-експериментальних робіт  
УкрНДІгазу

Братах М.І.

інженер-технолог відділу транспорту  
газу УкрНДІгазу

у період з 07.02.2005 по 16.02.05 та з 02.06.2005 по 23.06.2005 провела  
стендові дослідження процесу накопичення рідинних забруднень в порожнині  
експериментального скляного газопроводу згідно з "Програмою і методикою  
стендових досліджень процесу накопичення рідинних забруднень в порожнині  
експериментального скляного газопроводу".

Стендові дослідження проводились в лабораторії відділу транспорту газу  
УкрНДІгазу.

Експериментальні дослідження були проведені в наступному порядку:

- дослідження впливу чинників (витрата повітря в газопроводі,  
геометричний ухил трубопроводу, наявність певної кількості рідини в порожнині  
труби, що викликає визначений перепад тиску на ділянці газопроводу, різна  
геометрія труб, температура газу) на кількість накопиченої рідини в порожнині  
скляного газопроводу;
- дослідження зміни об'єму рідинних накопичень в порожнині  
газопроводу за умови зміни виміряного перепаду тиску при різних швидкостях  
газового потоку;



*В. Прохоренко*

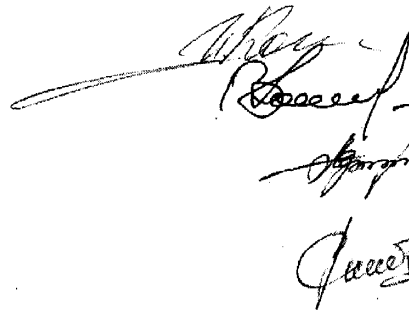
- дослідження зміни об'єму рідинних накопичень в порожнині рельєфного газопроводу за умови різних швидкостей газу.

Висновки комісії:

- стендові експериментальні дослідження виконані в повному обсязі;
- вважати що отримані залежності можна використати для визначення об'єму рідинних забруднень в порожнині газопроводів в рамках розробки нормативного документа "Методичні положення для визначення об'єму забруднень в газопроводах-відводах";
- рекомендувати провести апробацію отриманих залежностей в польових умовах на трасі діючих газопроводів;
- рекомендувати провести дослідження зміни точок роси протягом року на діючих газопроводах для визначення коефіцієнту сезонності в формулі для визначення об'єму забруднень в газопроводах.

Голова комісії:

Члени комісії:



Капцов І.І.

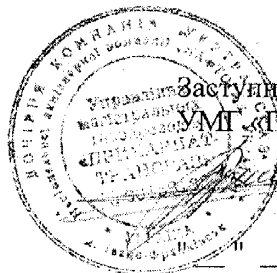
Холодов В. І.

Хоружевський О.Б.

Братах М.І.

## Додаток Е Акт впровадження

**ЗАТВЕРДЖУЮ**



Заступник директора з виробництва  
УМГ «Прикарпаттрансгаз»

М.Д. Степ'юк

\_\_\_\_\_ 2006 р.

### АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

Ми, що нижче підписалися, представники УМГ «Прикарпаттрансгаз» начальник виробничо-технічного відділу Сидор М.Д., начальник планового відділу - Бородайкевич П.І., представники Українського науково-дослідного інституту природних газів зав. відділу транспорту газу докт. техн. наук Капцов І.І., науковий співробітник відділу транспорту газу Братах М.І. та представник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу докт. техн. наук Тимків Д.Ф. склали цей акт про впровадження розробки «Методичні положення для визначення об'єму забруднень в газопроводах» в промислову експлуатацію на газопроводі Пасічна – Тисмениця.

Застосування наданої розробки дозволить визначити об'єм забруднень на ділянках газопроводу, місця накопичення, обрати метод їх відведення, тим самим скоротивши енерговитрати на компримування газу на Битківській ДКС, і в подальшому запобігти зриву подачі газу споживачам

Економічний ефект від впровадження технології складає 4560 грн.

Від УМГ «Прикарпаттрансгаз»

СИДОР М.Д.

БОРОДАЙКЕВИЧ П.І.

Від УкрНДІгазу

КАПЦОВ І.І.

БРАТАХ М.І.

Від ІФНТУНГУ

ТИМКІВ Д.Ф.



В. Процюк