

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
НАФТИ І ГАЗУ

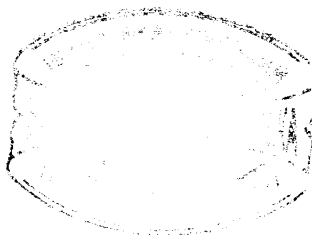
На правах рукопису

Мартинюк Оксана Тарасівна

УДК 691.4 (477)

**РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ ТРАНСПОРТУ СІРКОВОДНЕВИХ ГАЗІВ  
МАЛИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ**

Спеціальність 05.15.13 – Нафтогазопроводи, бази та сховища  
Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук



Науковий керівник  
доктор технічних наук  
проф. Грудз В.Я.



Івано-Франківськ -2002

## ЗМІСТ

	стр
<b>ВСТУП</b> .....	4
<b>РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕНЬ</b> .....	9
1.1. Малі газові родовища України, їхній стан і перспективи розвитку.....	10
1.2. Аналіз досліджень за даною проблемою.....	17
1.3 Висновки і формування задач досліджень.....	34
<b>РОЗДІЛ 2. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ХАРАКТЕРИСТИК АГРЕСИВНОГО СЕРЕДОВИЩА НА ПРОЦЕС СІРКОВОДНЕВОЇ КОРОЗІЇ ТРУБНИХ СТАЛЕЙ</b> .....	37
2.1 Емпіричне дослідження процесу корозії.....	39
2.2 Вплив кислотності середовища на корозію.....	53
2.3 Прогнозування швидкості корозії трубопроводів методом статистичного аналізу експериментальних даних.....	60
<b>ВИСНОВКИ</b> .....	69
<b>РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ЗМІШУВАННЯ ГАЗІВ В МАГІСТРАЛЬНОМУ ГАЗОПРОВODІ</b> .....	70
3.1 Математична модель процесу змішування газів в газопроводі.....	71
3.2 Результати реалізації математичної моделі і їхній аналіз.....	78
3.3 Дослідження процесу змішування газів в складних газотранспортних системах.....	82
<b>ВИСНОВКИ</b> .....	92

## **РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА МЕТОДІВ ЗАХИСТУ ТРУБОПРОВОДІВ**

<b>ВІД ВНУТРІШНЬОЇ СІРКОВОДНЕВОЇ КОРОЗІЇ .....</b>	<b>94</b>
4.1 Дослідження властивостей плівкових покриттів .....	95
4.2 Розробка способу нанесення інгібіторного покриття на внутрішню поверхню труби в трасових умовах.....	104
<b>ВИСНОВКИ .....</b>	<b>112</b>

## **РОЗДІЛ 5. АЛЬТЕРНАТИВНИЙ ПРОЕКТ ЕКСПЛУАТАЦІЇ**

<b>ЛОКАЧИНСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА .....</b>	<b>113</b>
5.1 Загальна характеристика Локачинського газового родовища і проекту його облаштування.....	114
5.2 Корективи до проекту облаштування Локачинського газового родовища .....	124
5.3 Захист від корозії відвідного газопроводу.....	129
5.4 Розробка захисту вузла врізки від сірководневої корозії.....	137
<b>ВИСНОВКИ .....</b>	<b>146</b>

<b>ВИСНОВКИ .....</b>	<b>147</b>
-----------------------	------------

<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>149</b>
---	------------

<b>ДОДАТОК А. Результати експерименту по вивченню корозії трубних сталей.....</b>	<b>159</b>
---	------------

<b>ДОДАТОК Б. Визначення довжини зони змішування газів у магістралі.....</b>	<b>162</b>
--	------------

<b>ДОДАТОК В. Визначення зміни тиску по довжині рідинної пробки .....</b>	<b>174</b>
---	------------

## ВСТУП

Магістральні газопроводи за умовами їх спорудження і експлуатації відносяться до об'єктів, що в значній мірі піддаються впливу корозійного середовища. Корозія трубопровідних систем призводить до підвищення аварійності таких надзвичайно потужних і потенційно-небезпечних для довкілля елементів, якими є газопроводи. Тому дослідженням, вивченню та розробці заходів із запобігання або зменшення впливу корозії на метали присвячено велику кількість наукових праць. Серед найбільш відомих дослідників необхідно відмітити Гутмана Е.М., Гетьманського М.Д., Клапчука О.В., Пикіна В.Г., Марковича Е.Е. та ін. Однак, стосовно трубопроводів, що характеризуються значною протяжністю і зміною властивостей навколишнього середовища по довжині, корозійні процеси в них мають свої особливості. Перш за все слід зауважити, що трубопроводам притаманна як зовнішня, так і внутрішня корозія. Остання спричинена дією перекачуваного середовища на метал труби, який практично нічим не захищений. При цьому на інтенсивність корозії впливають склад перекачуваного газу, тиск і температура в трубопроводі, кислотність середовища та ін.

**Актуальність теми.** Енергетична криза в Україні вимагає використання скритих резервів енергоносіїв, в тому числі розробки малих газових родовищ. В переважній більшості газ малих газових родовищ містить домішки сірководню, який в трубопроводі створює надзвичайно агресивне корозійне середовище, що зумовлює інтенсивну внутрішню корозію трубопроводів і обладнання.

Сірководнева корозія трубопроводів небезпечна тим, що окрім високої інтенсивності корозійного руйнування металу ступінь її впливу можна виявити тільки на основі методів внутрішньотрубного діагностування, які є надзвичайно дорогими у порівнянні з іншими і тому використовуються

періодично через значні проміжки часу експлуатації трубопроводу. Між тим поява свищів може призвести до втрати міцності трубопроводу і більш суттєвих аварій на газопроводі. Глибоке вивчення механізму сірководневої корозії металів і забезпечення їх захисту почалось відносно недавно (приблизно з 70-х років минулого століття). Проте ряд актуальних питань, пов'язаних з механізмом внутрішньотрубної сірководневої корозії в газопроводах, залишається не вивченим. До таких слід віднести вплив параметрів перекачування (тиску і температури), а також кислотності середовища на швидкість процесу корозії.

Окрім того, на даний час відсутні надійні інгібітори корозії, а також інгібіторні внутрішньотрубні покриття, не опрацьована технологія їхнього нанесення на поверхню труб в трасових умовах.

Важливість забезпечення надійного протикорозійного захисту трубопроводів і комплекс невирішених задач цього напрямку визначають актуальність даної дисертаційної роботи.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Робота носить прикладний характер і входить в комплекс тематичних планів ДК “Укртрансгаз” НАК “Нафтогаз України”. Виконані дослідження сірководневої корозії в рамках теми №1/92 ВО “Оренгойвидобуток” 1992-1995р. “Розробка, випробування і освоєння технології і технічних засобів фізико-хімічного впливу на газорідинний потік в стовбурі свердловини”.

**Мета і задачі досліджень.** Метою даної роботи є розробка методів надійного захисту трубопроводів від внутрішньої сірководневої корозії.

Вказана мета реалізується через вирішення наступних задач:

1. Експериментальні дослідження корозійних процесів у сірководневому середовищі при високих тисках в залежності від кислотності.
2. Аналітичні дослідження процесу змішування газів в магістралі при поступленні в неї газу з вмістом сірководню.
3. Вибір інгібіторів корозії і дослідження їхніх захисних властивостей.

4. Розробка способу нанесення інгібіторного покриття на внутрішню поверхню труб.

5. Впровадження розробки при експлуатації Локачинського родовища.

*Об'єкт дослідження:* процес внутрішньотрубної сірководневої корозії газопроводів.

*Предмет дослідження:* вплив параметрів роботи газопроводу на інтенсивність корозії та розробка методів захисту шляхом нанесення покриття на внутрішню поверхню труб.

*Методи дослідження:* при проведенні теоретичних і експериментальних досліджень використовувалися: метод статистичного аналізу експериментальних даних, математичне моделювання досліджуваних процесів, методика раціонального планування експерименту, методи Рунге-Кутта, синус-перетворень Фур'є.

#### **Наукова новизна отриманих результатів.**

1. Вперше досліджено вплив кислотності середовища на корозію трубних сталей.

2. Проведено аналітичні дослідження процесу змішування газів в трубопроводі при підкачці газу з вмістом сірководню в магістраль, за результатами яких запропоновано використання лупінга.

3. Доведена доцільність і надійність захисту труб від корозії шляхом нанесення на внутрішню поверхню труб інгібіторних покриттів ТАРІН і НАФТОХІМ-1.

4. Проведено дослідження захисних властивостей інгібіторних покриттів.

5. Розроблено пристрій і спосіб нанесення інгібіторного покриття на внутрішню поверхню трубопроводу.

**Практичне значення одержаних результатів.** На основі теоретичних і експериментальних досліджень запропоновано використовувати для захисту внутрішньої поверхні труб від сірководневої корозії покриття на

основі інгібіторів ТАРІН та НАФТОХІМ-1 вітчизняного виробництва, розроблено спосіб нанесення покриття на внутрішню поверхню труб в трасових умовах.

Запропоновані методи захисту від внутрішньотрубної сірководневої корозії впроваджено в практику при облаштуванні Локачинського газового родовища.

#### **Особистий внесок здобувача.**

1. Досліджено вплив кислотності середовища на корозію трубних сталей [24,56].

2. Проведено аналітичні дослідження процесу змішування газів в трубопроводі при підкачці сірководневого газу в магістраль, на основі яких доведена доцільність використання лупінга [24,25].

3. Проведено дослідження захистних властивостей інгібіторних покриттів різних видів [57,60,61].

4. Запропоновано здійснювати захист труб від корозії шляхом нанесення на їхню внутрішню поверхню інгібіторних покриттів ТАРІН і НАФТОХІМ-1 [57,60].

5. Розроблено пристрій і спосіб нанесення інгібіторного покриття на внутрішню поверхню трубопроводу великого діаметра [58].

6. Результати аналітичних і експериментальних досліджень впроваджені на Локачинському родовищі [58,59].

7. Здобувач брав безпосередню участь у впровадженні результатів досліджень, одержаних в роботі, при облаштуванні Локачинського газового родовища.

Основні результати роботи отримані автором самостійно.

**Апробація роботи.** Основні результати дисертаційної роботи висвітлені у доповідях і повідомленнях на:

- науково–технічній конференції професорсько–викладацького складу Івано–Франківського державного технічного університету нафти і газу (Івано–Франківськ, 1996);

- конференції професорсько-викладацького складу Івано-Франківського державного університету нафти і газу (Івано-Франківськ, 1997);

- науково-технічній конференції НГП “Шляхи підвищення підготовки спеціалістів для будівництва та експлуатації систем трубопровідного транспорту “ (Івано-Франківськ, 1998);

- координаційній нараді з питань облаштування Локачинського газового родовища в ГПУ Львівгазвидобування (Львів, 2000);

- 13 міжнародній науково-технічній конференції “Нові методи і технології в нафтовій геології, бурінні, експлуатації нафтобаз і газосховищ” (Краків, 2002).

В повному обсязі результати досліджень доповідалися і обговорювалися на розширеному засіданні кафедри спорудження та ремонту газонафтопроводів і газонафтосховищ ІФНТУНГ і науково-технічному семінарі факультету нафтогазопроводів.

**Публікації.** За темою дисертації опубліковано 9 друкованих праць, з яких 6 – у фахових виданнях України.



## РОЗДІЛ 1

### ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕНЬ

Економічна ситуація в державі вимагає використання енергоносіїв, зокрема природного газу, що міститься в малих родовищах України. Тому розробка малих родовищ віднесена до однієї з першочергових задач сьогодення. Задача ставиться таким чином, щоб видобутий газ чергового малого родовища і використати поверхневе обладнання для розробки наступного. Це дає змогу здешевшати видобуток газу, який за собівартістю дорощий за газ, що видобувається з великих родовищ.

Однак, газ ряду малих родовищ України містить як складовий компонент сірководневу домішку. В такому випадку, виникає нова проблема захисту свердловини, а особливо поверхневого обладнання, від сірководневої корозії. Крім того, проблематичне і використання видобутого газу, адже його спалювання призведе до утворення сірчистих домішок в атмосфері і порушення екологічної безпеки регіону. Створення системи очистки видобутого газу від сірководневої домішки призведе до зростання собівартості видобутого газу (і без того високої). Окрім того, наявність системи очистки газу від сірководню не знімає проблеми переробки сірководню. На великих родовищах доцільно видобути з нього сірку, що в даних випадках не рентабельно.

Тому найбільш ефективним шляхом використання видобутого газу з сірководневими домішками є його змішування з чистим природнім газом в магістральних трубопроводах великої продуктивності. Незначна підкачка газу, що містить сірководневу домішку, зробить рівноважну концентрацію газу в магістралі незначною, що виключить внутрішні корозійні процеси в

магістральному газопроводі, а спалювання такого газу не спричинить шкоди довкіллю.

Однак, миттєва концентрація сірководню в певних перерізах магістралі та в підвідних газопроводах може бути такою, що перевищує допустиму з точки зору запобігання корозії. Тому виникає проблема захисту магістралі і підвідного газопроводу від сірководневої внутрішньої корозії.

### 1.1. Малі газові родовища України, їхній стан і перспективи розвитку

Розвідка, відкриття, розробка і експлуатація сховищ природного газу проводиться вже протягом багатьох років і в багатьох країнах світу. В різних галузях виробництва з кожним роком зростає застосування газу як найбільш досконалого виду палива. Газ є цінним для хімічної промисловості, незамінним як побутове паливо.

На першому етапі свого розвитку газова промисловість розвивалась одночасно з розвитком видобутку нафти в напрямку використання, головним чином, супутніх газів і в невеликих об'ємах природного газу. В цей період природній газ видобувався на невеликих за запасами газових родовищ Куйбишевської, Оренбурзької, Саратовської областей, а також в Західній Україні. В 1955 році розвідані запаси природного газу склали менше 500 млрд. м<sup>3</sup>.

В середині 50-х років минулого століття газова промисловість вступила в другий етап свого розвитку. В цей період вводяться в розробку великі за запасами газу родовища в Середній Азії (Газлі), Ставропольському краї (Північно-Ставропольське), а також в Україні (Шебелинське). На газових промислах застосовується нова техніка і прогресивні технологічні процеси.

Важливого значення надають питанням підготовки газу до подальшого транспортування, вилученню домішок [34].

Беззупинне зростання обсягів видобутку і переробки газу зумовило високі темпи розвитку газової промисловості в нащій країні.

В табл. 1.1 наведені дані про зростання видобутку і переробки газу в СРСР за період з 1960 по 1980 роки.

Таблиця 1.1

## Видобуток і виробництво газу в СРСР

рік	млрд. м <sup>3</sup>		рік	млрд. м <sup>3</sup>
1960	47,2		1968	170,8
1961	60,9		1969	182,8
1962	75,2		1970	197,9
1963	91,5		1971	212,4
1964	110,2		1972	221,4
1965	129,3		1973	236,0
1966	144,7		1975	300-320
1967	159,2		1980	500

Зважаючи на те, що у 1928 році видобуток і виробництво газу в СРСР становив 0,3 млрд. м<sup>3</sup>, згідно з наведеними даними (див. табл. 1.1) за двадцять років інтенсивного розвитку досягнуті значні успіхи у газовидобувній промисловості [36].

На жаль, за останні роки в газовидобувній промисловості країни відбулися негативні зміни. Проте, в зв'язку з енергетичною кризою в Україні на цю галузь народного господарства звертається особлива увага. Розроблені довгострокові програми і напрямки розвитку газовидобувної промисловості із залученням малих родовищ України.

В Західному регіоні України експлуатується понад тридцять газових родовищ, газ яких містить домішки сірководню. Станом на 01.01.2001 року

запаси газу даних родовищ склали 28,007 млрд.м<sup>3</sup> У табл. 1.2 наведені дані про газові родовища Львівської та Івано-Франківської областей, в складі газу яких міститься сірководень.

Таблиця 1.2

Характеристика газових родовищ Львівської та Івано-Франківської областей, в складі газу яких міститься сірководень

Назва родовища	Назва пласта	Вміст сірки,	Рік відкриття	Глибина залягання	Видобуток	Запаси на 01.01.2001
		%		м	тис.тон	
1	2	3	4	5	6	7
<b>Західний регіон</b>						
<b>Львівська область</b>						
Бориславське	Насув	0.189р	1860	176-2060	107	159
	Глибинна складка	0.171р	1860	550-1697	11531	1622
	Південно-Східна частина Глибинної складки	0.072р	1948	1650	100	438
	Піднасув	0.072р	1954	1580-2578	551	114
	Полянницька свита	0.078в	1881	711-1407	313	94
	Попільський блок	0.094р	1965	2100-2819	168	249
Східницьке на Пд Зх від м.Дрогобич	Pq2- Pq1	0.24р	1881	580	313	94
Стрільбицьке на Пн Зх від м.Старий Самбір	Стрільбицька складка	0.075р	1860	131-411	4	9
Орів-Уличнянське на Пд Сх від м.Дрогобич	Pq3	0.155р	1962	2826-3827	2477	376

Продовження табл.1.2

1	2	3	4	5	6	7
Іваніківське на Пд від м.Дрогобич	Іваніківська складка	0.149в	1966	2866-3260	1131	2031
	Пд-Іваніківська складка	0.077в	1969	3381-3531	35	288
Старосамбірське на Пд Зх від м.Самбір	Pq1 jm	0.236р	1969	3288-3823	190	1
Стинавське на Пд Зх від м.Стрий	Pq3ml- Pq2vq	0.094	1967	3264-3701	1499	2257
Новосхідницьке на Пд Зх від м.Дрогобич	Новосхідницька складка	0.17р	1976	4205-4780	287	616
Заводівське на Пд Зх від м.Стрий	Pq2vq	0.092р	1975	4335-4825	204	523
	Pq1jm	0.28р	1976	4560-4778	97	900
Південно-Монастирецьке на Пд Зх від м.Самбір	Pq3ml	0.31р	1980	4945-4965	—	1
Мальничинське на Пд Зх від м.Стрий	Pq3ml3	0.91р	1989	4497-4505	15	624
	P2vq	0.985р	1989	4630-4711	—	141
<b>Івано-Франківська область</b> Долинське	Pq3- Pq2	0.178р	1950	1500-3000	10340	2623
Північно-Долинське на Пн Зх до м.Долина	Pq3- Pq2	0.146р	1954	2130-4330	4059	690
	Pq2	0.098р	1961	2821-3150	2458	360
Спаське на Пд Сх від м.Долина	Спаська складка	0.198р	1960	950-3100	364	1
	Лопянецька складка	0.062р	1965	780-3500	54	105
Ріпнянське на Пд Сх від м.Долина	Pq3ml	0.165р	1887	100-1000	27	7

Продовження табл.1.2

1	2	3	4	5	6	7
Струтинське на Пд Сх від м.Долина	Pq3- Pq2	0.161в	1961	1630-2700	1062	578
Танявське на Пд Зх від м.Долина	Північно-Моршинський блок	0.003в	1999	3686-3796	—	36
	Моршинський блок	0.013р	1968	3738-3868	39	35
	Танявський блок	0.013р	1979	3846-4238	1	10
	Берегова скиба	0.006в	1972	2414-2495	481	20
Вигода-Витвицьке на Зх від м.Долина	Pq3ml	0.132р	1967	3300-4000	50	144
Рожнятівське на Пд Сх від м.Долина	Pq3ml	0.169р	1981	4500-4600	15	2
Чечвинське на Зх від м.Івано-Франківськ	Pq3	0.218р	1980	2277-3034	4	43
Гвіздецьке на Пд Зх від м.Івано-Франківськ	Pq3- Pq2	0.09р	1963	1500-2100	469	352
Пнівське на Зх від м.Надвірна	Pq3	0.017р	1963	1999-3257	57	40
Космацьке на Пд Зх від м.Івано-Франківськ	Pq3ml	0.036в	1968	2450-2650	1176	1015
	Pq2vq- Pq2mn	0.048в	1969	2850-3150	5495	1539

Продовження табл. 1.2

1	2	3	4	5	6	7
Битків-Бабчинське на Пд Зх від м. Івано Франківськ	Глибинна складка	0.064р	1951	1650-2650	6198	545
	Підвернуте крило	0.112р	1973	3000-3100	—	35
	Десятинський блок	0.121р	1970	2900-3250	152	964
	Битківський блок	0.80р	1964	3200-3300	—	8
	<b>Раковецька скла</b>	0.054р	1968	2450-3150	3	163
	Молодицька складка	0.052р	1963	1400-1450	77	25
	Стара копальня	0.073р	1886	950-1050	992	13
	Бухтівецький блок	0.027р	1967	1000-1200	24	115
	Бабчинська складка	0.12р	1967	1200-1300	1	42
	Росільнянське на Пд Зх від м.Івано-Франківськ	<b>Майданський блок</b>	0.036в	1973	2400-2450	538
Rq2vq- Rq2mn		0.045в	1964	3680-4390	3926	1858
Північно-Майданський блок		0.096р	1973	3680-4390	58	56
Пасічнянське на Пд Зх від м.Івано-Франківськ	Rq3ml	0.009в	1995	3680-4390	1429	3201
	Rq3ml*	0.062р	1970	3680-4390	329	1153

Продовження табл. 1.2

1	2	3	4	5	6	7
Луквинське на Пд Зх від м.Івано-Франківськ	Pq3ml*	0.129p	1977	1250-1500	305	8
	Pq3ml	0.139в	1978	1100-1200	—	86
	Pq2*	0.139p	1977	1650-1920	8	86
Південно-Гвіздецьке на Пд Зх від м.Надвірна	Pq2vq- Pq2ps	0.071в	1986	3370-3450	510	494
Рудавецьке на Пд Зх від м.Івано-Франківськ	Північно-Майданський блок	0.095p	1979	1020-1150	5	50
Монастирське на Пд Зх від м.Івано-Франківськ	Pq3ml	0.036в	1988	3700-3900	290	761
Славецьке на Пд Сх від м.Косів	№1 sr	18	1984	330-370	2	35

За фізико-хімічними показниками газ для комунально-побутових потреб повинен відповідати вимогам ГОСТ 22387.4-77. Згідно з цим стандартом густина для сірководневих газів повинна бути не більшою ніж  $0,02 \text{ г/м}^3$  [20].

В зв'язку з тим, що більшість газових родовищ характеризується присутністю сірководню, видобуток і транспортування газу ускладнюється корозійними процесами. Відомо, що сірководень, як агресивний компонент газу, небезпечний тим, що спричиняє зменшення товщини стінок трубопроводу внаслідок корозійного руйнування металу. Окрім того, процес корозійного розтріскування металу прискорюється впливом підвищеного тиску транспортування і температури.

Для зменшення швидкості корозії металу в присутності сірководневого газу використовують інгібітори корозії, механізм дії яких полягає у модифікації поверхні металу, що запобігає розвитку електрохімічного



процесу між металом і електролітом. Існує велика різноманітність інгібіторів корозії. На вибір певного типу впливають параметри середовища, його вартість, спосіб доставки і приготування [36, 54, 93].

При подачі газу споживачу гранично-допустимий вміст в ньому сірководню не повинен перевищувати  $20 \text{ мг/м}^3$ . Це досягається очищенням сирого газу на приладах абсорбційної очистки. При досить великому вмісті сірки в сирому газі він є джерелом цінної сировини – газової сірки. Після очистки газ стає корозійно інертним [29].

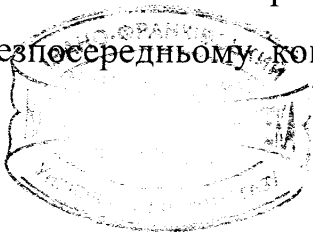
При правильному виборі методів очистки, переробки і транспортування газу з високим вмістом сірководню можна позбутися його негативного впливу на обладнання.

Таким чином, більшість малих газових родовищ України, необхідність в розробці яких економічно оправдана, містять домішки сірководневого газу. Тому для їх успішної розробки необхідно вирішити комплекс задач захисту трубопроводів і обладнання від сірководневої внутрішньої корозії.

## 1.2 Аналіз досліджень за даною проблемою

Вирішення проблеми освоєння малих газових родовищ України нерозривно пов'язане з реалізацією задач, спрямованих на оцінку характеру змішування природних газів в трубопроводі, вивчення корозійних процесів, що протікають в трубопроводі під дією сірководневих домішок, вибором інгібіторів корозії та розробкою технології нанесення інгібіторних покриттів на внутрішню поверхню стінок труб.

Основи теорії змішування речовин в трубопроводі при їх русі в безпосередньому контакті закладені Яблонським В.С.[99] і в подальшому



розвинуті в працях Юфіна В.О. [87]. Для двох речовин, що знаходяться в рідкому стані, і безпосередньо контактують в трубопроводі, тобто перекачуються послідовно, нестационарний процес розподілу концентрації по довжині і в часі згідно з [87] може бути модельований рівнянням:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( D_e \frac{\partial C}{\partial x} \right),$$

де  $C$ -концентрація однієї з рідин в суміші з іншою як функція лінійної координати  $x$  і часу  $t$ ;

$D_e$ -ефективний коефіцієнт дифузії, що враховує чисто дифузійний процес і турбулентне перемішування рідин при їх русі.

Визначення ефективного коефіцієнта змішування проводилось в працях багатьох дослідників. Зокрема відомі:

-формула Тейлора:  $D_e = 1,78 \omega D \sqrt{\lambda}$ ,

де  $\omega$  - середня швидкість в потоці;

$D$ -внутрішній діаметр трубопроводу;

$\lambda$ -коефіцієнт гідравлічного опору.

-формула Асатуряна:  $D_e = 17,4 \nu \text{Re}^{\frac{2}{3}}$ ,

де  $\nu$ -кінематична вязкість рідин;

$Re$ -критерій Рейнольдса.

-формула Сьєніцера:  $D_e = 1,32 \cdot 10^7 (\lambda/4)^{2,6} (L/D)^{0,141} \omega D$ ,

де  $L$ -довжина трубопроводу.

Основи послідовного перекачування газів по трубопроводах і вивчення процесів утворення сумішей при цьому закладені в працях Нечваля [67] під керівництвом Яблонського В.С.[99] Ними отримана формула для ефективного коефіцієнту змішування, яка одержала назву формули Нечваля-Яблонського:  $D_e = 28,77 \nu \left( \text{Re} \sqrt{\lambda} \right)^{0,755}$ .

В їх працях встановлено, що величина ефективного коефіцієнту змішування газів залежить від лінійної координати, тобто змінюється в

процесі переміщення зони суміші по трубопроводу. Природа цього ефекту пояснюється тим, що лінійна швидкість газу змінюється вздовж лінійної координати газопроводу, тобто в напрямку руху газу зростає. Крім того, в зв'язку з зміною тиску по довжині газопроводу змінюється його густина, і як наслідок, кінематична в'язкість. Тому величина ефективного коефіцієнту змішування є складною функцією координати, яку важко визначити в загальному вигляді.

Основні положення теорії змішування рідин і газів розвинуті в працях Середюк М.Д., Фролова К.Д., Якиміва Й.В. [79, 80]. Розроблено теорію послідовного перекачування з розділювачами з суміші контактуючих продуктів, визначення характеру зміни концентрації продуктів по довжині зони змішування, загального об'єму суміші, розв'язано техніко-економічні питання.

Однак, постановка задачі дослідження нестационарного процесу сумішеутворення при підкачуванні компоненту з певною витратою в магістральний газопровід суттєво відрізняється від характеру задачі послідовного перекачування газів. В постановці вказаних вище дослідників в початковий момент часу, тобто в момент контакту двох різнорідних середовищ починається процес їх взаємного проникнення, який триває впродовж всього часу руху зони суміші по трубопроводу. Чим більша довжина трубопроводу (отже і тривалість руху зони суміші в трубах), тим більший об'єм суміші утворюється в результаті послідовного перекачування.

В постановці задачі підкачування деякого компоненту з витратою  $q$  в магістраль, по якій перекачується газ з витратою  $Q$ , в початковий момент часу в точці підкачки виникає зона високої концентрації підкачуваного компоненту. З плином часу і збільшенням віддалі від точки підкачування в напрямку руху газу внаслідок дифузії і турбулентного перемішування концентрація підкачуваного компоненту в трубопроводі знижується і досягає

деякої рівноважної величини, яка може бути знайдена із співвідношення витрат:  $[C_q] = \frac{q}{Q+q}$ .

Метою досліджень, приведених в роботі, є визначення віддалі від точки підкачування до лінійної відмітки траси, в якій концентрація підкачуваного газу буде рівна рівноважній концентрації, що визначається за приведеною формулою.

Тому результати досліджень, приведені в літературних джерелах [67, 79, 87, 99], дозволяють глибоко вивчити фізичну сторону процесу, встановити певні закономірності процесу змішування. Однак, вони не можуть служити основою для визначення довжини зони змішування до досягнення рівноважної концентрації.

Задача у вказаній постановці вимагає створення нової математичної моделі магістрального газопроводу з джерелом підкачування, реалізація якої дала б змогу визначити довжину зони змішування. Реалізація такої математичної задачі дозволить побудувати графік залежності концентрації підкачуваного сірководневого газу по довжині магістралі від точки підкачування (де ця концентрація буде максимально можливою) до лінійної відмітки (де концентрація сірководневого газу в суміші досягає рівноважного значення). Якщо тепер на вказаному графіку відкласти допустиме значення концентрації сірководню в природному газі (з точки зору запобігання сірководневої корозії), то одержимо корозійно-небезпечну зону, яку слід захистити певним чином з метою запобігання внутрішній корозії.

Поставлена таким чином задача визначення корозійно-небезпечної зони в магістральному газопроводі вимагає досліджень з визначення граничного значення концентрації сірководню в природному газі, при якій корозійні процеси ще не відбуваються. Ця задача пов'язана з дослідженнями швидкості корозії в сірководневому середовищі при умовах, що ідентичні умовам магістрального газопроводу. Крім того, слід відзначити, що термін

експлуатації газопроводу також може мати вплив на швидкість протікання корозійних процесів на внутрішній поверхні стінок трубопроводу.

Вивчення характеру корозійних процесів розглядають давно. Зокрема, слід відзначити праці академіків Акімова Г.В. [2] та Томашова Н.Д.[85] , а також їх послідовника Розенфельда І.Л.[77], в яких закладено теоретичні основи і фізична суть процесу електрохімічної корозії.

Згідно з їхньою теорією електрохімічна корозія – це руйнування металів в результаті електрохімічної взаємодії з навколишнім електропровідним середовищем. Основна її причина – це термодинамічна нестійкість багатьох металів в електролітах і їх прагнення переходити в інший стан. Взаємодія металу з електролітом може спричинити розчинення (руйнування) твердого тіла. У воді атоми кисню і водню утворюють полярні молекули, які характеризуються наявністю позитивного і негативного полюсів. Це визначає наявність силового електрохімічного поля молекули води.

При зіткненні з водою поверхневі атоми металу зазнають впливу силового поля молекул води, які завдяки своїм малим розмірам втискуються в кристалічну решітку твердого тіла. Ця взаємодія, яку загальноприйнято називати гідратацією, може бути настільки сильною, що послаблені зв'язки атомами металу зі своїми зовнішніми електронами порушуються, і атом металу залишає вузол кристалічної решітки, переходячи в розчин. Так утворюється атом-іон, який несе позитивний електричний заряд. Перейшовши в розчин, атом-іон гідратується, тобто оточується орієнтованими навколо нього молекулами води. Вільні електрони, що залишилися після виходу в розчин атома-іона, є носіями негативного електричного заряду. Біля поверхні металу утворюється подвійний електричний шар, який характеризується різницею (скачком) потенціалів між поверхнею металу і шаром розчину, що до неї прилягає. Причина

виникнення скачка потенціалів – перехід катіонів металу з твердого тіла в електроліт або навпаки (так званий електродний потенціал металу).

При утворенні подвійного електричного шару на межі фаз носії електричних зарядів різних знаків перетинають фазову границю в неоднакових кількостях. Часто цю границю може перетнути носій заряду тільки одного знаку. Отже, в одній фазі утворюється надлишок позитивних зарядів, а в іншій – негативних. Виникає різниця потенціалів.

Якщо привести метал в контакт з електролітом, який містить іони того ж металу, то вільна енергія іонів металу в металі, як правило, буде відрізнятись від вільної енергії іонів даного металу в розчині, отже рівноваги не буде.

Якщо вільна енергія іонів металу в металі більша, ніж в розчині, то іони металу будуть переходити з металу в розчин і утворювати позитивну обкладку поверхні металу в подвійному електричному шарі. Негативна обкладка цього подвійного електричного шару утвориться вільними електронами, що залишились поблизу поверхні в металі. Силоне поле подвійного електричного шару, що утворилось на границі фаз, протидіє вказаному переходу. Воно відштовхує іони металу в напрямку до металу. Таким чином, якщо іони металу переходять з металу в розчин, вони повинні виконувати роботу напроти сил поля, створеного подвійним електричним шаром. Робота, енергія якої черпається з різниці вільних енергій, тим більша, чим більша різниця потенціалів подвійного електричного шару.

Для руйнування металу необхідна присутність окислювача-деполяризатора, окислювально-відновлювальний потенціал якого більш позитивний, ніж потенціал самого металу в електроліті.

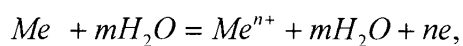
Перехід іонів з металу в розчин, і навпаки, буде продовжуватись до тих пір, поки різниця потенціалів в подвійному електричному шарі не досягне значення, яке відповідає різниці між вільними енергіями іонів металу в

металі і розчині. Цьому стану відповідає рівноважний електродний потенціал.

Якщо вільна енергія іонів металу в розчині більше, ніж в металі, то іони металу вийдуть з розчину, осядуть на металі і утворять позитивну обкладку подвійного електричного шару. Відповідні іони залишаться в шарі розчину, який безпосередньо прилягає до металу, і утворять негативну обкладку подвійного електричного шару. Іони металу будуть виходити з розчину і осідати на металі до тих пір, поки робота, що виконується на протилежних сил поля подвійного електричного шару, буде точно відповідати різниці вільних енергій іонів металу в розчині і металі.

Причиною електрохімічної корозії металів є їх термодинамічна нестабільність, тобто самовільне розчинення при взаємодії з електролітами, утворення подвійного електричного шару на границі розділу фаз і перехід металу в стійкий окислений стан.

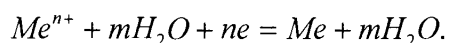
Електрохімічна реакція протікає з утворенням вільних електронів за схемою (окислювальний або анодний процес):



де  $n$ -число атомів в молекулі оксиду;

$Me$  -молекула металу.

Схема відновлювального процесу має вигляд:



Ці дві реакції проходять в різних місцях і різночасно. При електрохімічній взаємодії електроліт (окислювач) відіграє роль деполаризатора, який віднімає валентні електрони металу і забезпечує перехід металу до іонного стану, але не вступає з ним в хімічну сполуку. Для протікання безперервного процесу електрохімічної корозії необхідно з'єднати анодні і катодні ділянки провідником електричного струму, який забезпечує передачу вільних електронів з аноду на катод.

Потенціал кожного електрону змінюється, якщо через електроди проходить сталий електричний струм. Проходження електричного струму неминуче призводить до зміни умов на електроді в зв'язку з протіканням реакції, швидкість якої пропорційна силі струму. В зв'язку з тим, що швидкість надходження реагуючої речовини, або відведення продуктів реакції, не дорівнює швидкості реакції, буде спостерігатись відхилення потенціалу від його початкового значення. Це явище називається поляризацією. Поляризація, що пов'язана зі зміною концентрації іонів металу в приелектродному шарі електроліту, носить назву концентраційності. Поляризація є гальмівним процесом електрохімічної корозії. Вона встановлює певну швидкість корозії.

При анодній поляризації, коли швидкість відводу іонів металу відстає від реакції розчинення, в приелектродному шарі накопичуються іони металу і потенціал аноду зміщується в бік більш позитивних значень. Катодний процес поглинання електронів відстає від їх поступлення на катод, що призводить до збільшення негативного заряду на катоді.

Сірководнева корозія внутрішньої поверхні трубопроводів має свої особливості і відмінності в порівнянні з загальною електрохімічною корозією. Активне вивчення закономірностей і особливостей сірководневої корозії почалося з кінця 60 –х років минулого століття, коли почалася експлуатація Оренбургського газового родовища, газ якого містив домішки сірководню до 7 – 8 %, та спорудженням магістрального газопроводу “Союз”, призначеного для транспортування цього газу на експорт.

Серед засновників школи сірководневої корозії слід відмітити Гутмана Е.М., Гетманського М.Д., Клапчука О.В. та Кригмана Л.Є. В ряді їхніх праць [29, 69] дається загальна фізична картина сірководневої корозії, оцінюється вплив різних факторів на швидкість корозійних процесів, що знаходяться в газопроводах.



Різні форми пошкодження газопроводів, що викликані вмістом в газі сірководню в присутності вологи можна розділити на наступні види:

Загальна корозія – електрохімічне розчинення металу з поверхні, що контактує з електолітом, яка проявляє себе у вигляді каверн та свищів, зменшення товщини стінок труб з утворенням чорних продуктів корозії. Всі вуглеводневі і низьколеговані трубні сталі підлягають цьому виду пошкодження при відсутності захисту.

Сірководневе корозійне розтріскування під напругою обумовлено проникненням в присутності  $H_2S$  в метал атомарного водню, який виділяється на поверхні металу в процесі сірководневої загальної корозії, викликаючої зниження пластичних властивостей металу, зародження і швидкий розвиток окремих тріщин. Цей вид ушкодження більш характерний для малопластичних сталей та практично не піддається контролю в робочих умовах трубопроводів, що мають значну протяжність. В зв'язку з цим розтріскування під напругою – найбільш небезпечний вид пошкодження, який відбувався навіть на газопроводах, побудованих з труб, що мали високі пластичні властивості в кінцевому результаті.

Труби з різного металу, в залежності від хімічного складу, технології виготовлення і зварювально-монтажних робіт при будівництві об'єкта, мають різну стійкість до сірководневого розтріскування під напругою.

За останні роки виділяють пошкодження, викликані сірководнем, які виникають в об'ємі ненапруженого металу у вигляді великої кількості малих тріщин, розміщених, як правило, в площинах, паралельних площинам листів з якого виготовлена зварювальна труба, або паралельних циліндричній поверхні безшовної труби. Виникнення таких тріщин в ненапруженому металі пов'язані з наявністю виникаючих несучільностей (сульфідні та інші неметалічні включення, газові пори та інше) під час виготовлення. Розповсюдження (ріст) тріщин може проходити по твердих частинах в металі та сусідніх ушкодженнях.

У відповідності з причиною, що викликає цей вид пошкодження, воно отримало назву ВІР (водневе індукційне розтріскування). Часто цей вид пошкодження супроводжується утворенням на внутрішній поверхні, контактуючій з сірководневим середовищем, видуття. Воно виникає внаслідок тиску молекулярного водню, який зібрався в підповерхневому шарі метали.

Для оцінки стійкості до сірководневого розтріскування труб використовують найбільш розповсюджені методи, запропоновані національною асоціацією інженерів-корозіоністів США (NACE): методика ТМ-01-77 по визначенню початкової напруги при дослідженні стійкості під напругою за певний термін дослідження і методика Т-1F-20 – при дослідженні на стійкість до індуктивного водневого розтріскування ненапруженого металу, де параметрами є процентні показники:

-довжини тріщин, розміщених в поперечному положенні взірця по відношенню до ширини дослідного взірця;

-товщини тріщин, розміщених в поперечному сеченні взірця по відношенню до товщини дослідного взірця.

Швидкість корозійного пошкодження, викликаного сірководневою корозією, залежить від багатьох факторів, загальний вплив яких недостатньо вивчений.

На корозійне пошкодження внутрішньої поверхні трубопроводів, що транспортують вологий сірководневий газ, мають вплив: парціальний тиск сірководню, температура, степінь і характер мінералізації водневої фази конденсату, рН водневої фази рідини, вологості газу, тиску середовища, механічні напруги в металі труб.

Відомо, що з підвищенням парціального тиску сірководню  $p_{H_2S}$  швидкість загальної корозії росте. Розтріскування сталей під напругою і ВІР

підсилюється з підвищенням  $p_{H_2S}$ . Тому середовища, які містять сірководень можна умовно поділити на три види:

при  $p_{H_2S} < 0,35$  кПа сірководневе розтріскування трубних сталей не проходить;

при  $10 > p_{H_2S} > 0,35$  кПа спостерігається сірководневе розтріскування порівняно невеликої інтенсивності, і такі середовища можна характеризувати як середовища з низьким вмістом сірководню;

при  $p_{H_2S} > 10$  кПа спостерігається інтенсивне сірководневе розтріскування і такі середовища слід розглядати як середовища з високим вмістом сірководню.

Температура робочого середовища має складний вплив на різні види корозійного розтріскування. З підвищенням температури від 273 до 333 - 353 К росте швидкість загальної корозії. Дана закономірність пояснюється законами електрохімічної кінетики і підтверджена експериментальними даними. Але, сірководневе розтріскування під напругою має максимум інтенсивності в діапазоні температур від 293 до 313 К. З підвищенням і пониженням температури від цього діапазону інтенсивність сірководневого розтріскування знижується [84].

При підвищенні температури газу вище точки роси його агресивність зменшується, оскільки при цьому змінюються умови для конденсації рідкої фази з газу. З успіхом застосовується один з технологічних методів запобігання корозійному розтріскуванню газопроводів – нагрівання газу з поступовим підігрівом температури його вище точки роси в процесі транспорту газу.

Ступінь і характер мінералізації водяної фази газорідного потоку можуть мати значний вплив як на процес загальної корозії, так і на сірководневе розтріскування. В більшості випадків підвищення ступеня мінералізації приводить до посилення швидкості загальної корозії з

одночасною її локалізацією. Значне збільшення швидкості корозійних процесів може викликати наявність у воді, яка поступає з пласту, органічних кислот (оцтова, пропионова), що більш характерно для середовищ в газопромисловому обладнанні.

Особливо небезпечна присутність іонів хлору, викликаючих корозійне розтріскування легованих сталей. Але, деколи можливий і зворотній вплив мінералізації на швидкість загальної корозії, коли корозія сповільнюється внаслідок утворення на поверхні щільного малопрониклого та нерозчинного в робочому середовищі шару продуктів корозії, наприклад утворення пліки карбонатів при досить високому рН водяної фази.

Водяна фаза конденсату є слабоелектризованим електролітом з вмістом 50-300 мг/л солів. Для такого середовища при наявності сірководню, вуглекислого газу і кисню характерна висока корозійна агресивність, причому корозійний процес протікає з змішаною воднево-кисневою деполяризацією.

Водневий показник рН водяної фази потоку має великий вплив на швидкість загальної корозії та кінцевий вплив на сірководневе розтріскування трубних сталей. З зниженням рН нижче нейтрального рівня (нейтральним прийнятий рівень рН-7) росте інтенсивність всіх видів корозійних руйнувань.

Вологість газу визначає можливість протікання електрохімічних корозійних процесів. При відносній вологості газу нище 60 % на поверхні труб не утворюється плівка електроліту, яка здатна забезпечувати протікання істотних корозійних процесів.

При відносній вологості газу більше 60 % можлива для газу сорбція вологи, яка достатня для утворення плівки електроліту на поверхні труб.

Вологість газу, що транспортується, значно впливає на корозійне руйнування газопроводів. За даними В.В. Скорчеллетті [12], для початку корозійного процесу і проникнення водню в метал досить утворення на

поверхні металу, що кородує, шару води товщиною 20 – 30 молекул. Слід зазначити, що в тонких плівках електроліту процес корозії відбувається з більш високою швидкістю, ніж в об'ємному середовищі, за рахунок інтенсифікації процесу дифузії деполаризаторів корозійного процесу до поверхні металу.

Тиск середовища впливає подвійно: як фактор, що визначає парціальний тиск сірководню при певному їх вмісті в газі, і фактор, що визначає напругу розтягу при визначених розмірах трубопроводу (діаметр, товщина стінки) . При незмінному вмісті  $\text{CO}_2$  у газі і певних розмірах трубопроводу підвищення тиску в трубопроводі означає збільшення парціальних тисків цих компонентів і ріст напруг розтягу в металі труб, що приводить до зростання швидкості загальної корозії й інтенсивності сірководневого розтріскування. При певних незмінних парціальних тисках  $\text{H}_2\text{S}$  і питомій нарузі в металі труб підвищення загального тиску газу практично не впливає на швидкість загальної корозії і сірководневе розтріскування.

Механічні напруги в металі труб, які визначають фактори виникнення і розвитку сірководневого розтріскування. З зростанням напруг розтягу можливість сірководневого розтріскування збільшується. При напругах розтягу, що досягають граничної величини текучості металу чи перевищуючих цю величину, всі вуглеводневі і низьколеговані сталі піддаються швидкому сірководневому розтріскуванню. Інтенсивність загальної корозії також збільшується з зростанням напруг внаслідок механохімічної корозії. Особливо небезпечний вплив циклічних напруг, що викликають корозійну утому еталу. Циклічність напруг виникає через коливання тиску і температури газу, а також завдяки сезонним рухам ґрунту. Хімічний склад металу визначає можливість одержання металу з заданою структурою, механічними властивостями, зварюваністю і корозійною стійкістю при певній технології виплавки металу і виготовлення труб. Труби,

які застосовують для магістральних газопроводів і газозбірних мереж, виготовляють з вуглеводневих чи низьколегованих сталей, часто з введенням спеціальних мікродобавок – елементів (ніобій, ванадій і ін.), що поліпшують структуру і механічні властивості. Подібне легування мало впливає на стійкість сталей до загальної корозії, що може бути істотно уповільнена тільки при введенні у великих кількостях таких легуючих елементів, як хром, нікель і ін. Однак стійкість сталей до сірководневого розтріскування залежить від хімічного складу вуглеводневих і низьколегованих сталей і від технології виготовлення труб.

Вологий нафтовий газ, що вміщує домішки сірководню при транспортуванні по газопроводах, стимулює виникнення і розвиток локальної корозії за рахунок функціонування мікрогальванопари сульфід заліза (катод) – залізо (анод). Плівки сульфїду заліза легко проникні для молекул води і хлор-іонів, що приводить до протікання локальної корозії зі значною швидкістю.

Для дослідження локальної корозії внутрішньої поверхні газопроводів важливо вивчити кінетику формування і руйнування плівок сульфїду заліза, а також структуру сульфїдних плівок і зміни, що відбуваються в них, у залежності від складу середовища і умов, в яких проходить процес корозії.

Аналіз дифрактограм [13] показав, що у всьому діапазоні концентрації сірководню плівки сульфїдів заліза являють собою двофазну суміш макінавіта і канзіта. На початкових стадіях утвориться макінавіт. Виміри зростання сульфїдних плівок у корозійному середовищі показали, що в перші годинни швидкість зростання плівок сульфїдів заліза висока, потім вона знижується і носить чітко лінійний характер. Отримана кінетична залежність свідчить про різні захисні властивості, що утворюються в досліджуваній системі плівок, що характерно для пухкої структури осаду. Це, у свою чергу, вказує на підвищену здатність металу в зазначених умовах до інтенсивного корозійного руйнування.

Відзначено [12], що шар сульфїду залїза, що прилягає до поверхні металу, відрізняється високою щільністю. Наступні шари сульфїду залїза, володіючи дефектною структурою, сприяють проникненню агресивних компонентів середовища з наступним відшаровуванням плівки сульфїду залїза від металевої поверхні, що приводить до стимуляції локальних корозійних процесів.

Іншою проблемою транспортування по трубопроводах газу, що містить сірководневі домішки є вибір методу захисту внутрішньої поверхні труб від корозії.

Найбільш ефективний і універсальний метод протикорозійного захисту газопроводів – застосування інгібіторів корозії. Завдяки високій ефективності й економічності процес інгібування широко застосовується у світовій практиці, як засіб боротьби з корозією газопроводів.

Для цієї мети придатні інгібітори корозії, здатні добре адсорбуватися на металевій поверхні й утворювати захисні плівки з тривалою післядією. Більшість інгібіторів, що застосовують у даний час у нафтовій промисловості для захисту трубопроводів системи збору і транспорту вологого сірководневого нафтового газу – це поверхнево-активні речовини з вмістом азоту дифільної структури. Такі інгібітори формують на внутрішній поверхні газопроводів плівки гідрофобного характеру, що служать ефективними екрануючими бар'єрами на границі метал – агресивне середовище.

Розроблено і випускаються промисловістю реагенти з високою захисною дією, як по відношенню до загальної корозії, так і для запобігання сульфїдного розтріскування .

Важлива властивість плівкоутворювальних інгібіторів корозії – їх здатність при адсорбції на металевій поверхні утворювати особливий структурно-упорядкований шар. Для цього інгібітор повинний мати гідрофільну (полярну) групу і досить довгий гідрофобний радикал (вуглеводневий ланцюг). Полярна група, будучи адсорбційно-активною,

взаємодіє з металом, утворюючи з ним міцний зв'язок. До складу полярних груп входять азот-, кисень-, сірку- активні групи, що адсорбуються завдяки донорно-акцепторним і водневим зв'язкам. Гідрофобний радикал являє собою вуглеводневий ланцюг з 12-20 атомами вуглецю. Завдяки цьому радикалу інгібітор отримує здатність до орієнтованої адсорбції.

За даними Бергмана [69] внутрішня вуглеводнева частина шару захоплює вуглеводні певної довжини з неводної частини середовища й утвориться фізичний бар'єр між металом і електролітом, що захищає метал по механізму плівкових покриттів.

Більш деталізована модель шаруючи з адсорбованих молекул інгібітору дифільної будови запропонована А.А. Гоником [12], який, ґрунтуючись на роботах П.А. Ребиндера і співробітників, відзначив, що гідрофобна орієнтація моношару довголанцюгових молекул дифільної структури нестійка через утворення границі розподілу з великою різницею полярностей, і при концентраціях, що перевищують критичну концентрацію, над першим шаром формується другий, але вже з полярною групою, орієнтованої в зовнішню, водяну фазу.

При нетривалому контакті металевих зразків з розчином інгібітору на поверхні металу утвориться система моношар – фазові шари, що дуже нестійкі та змінні у часі. При збільшенні часу експозиції в інгібіторному розчині на металі формуються більш щільно упаковані, структурно-упорядковані і прошиті латеральними міжмолекулярними зв'язками шари з молекул інгібітору, що містять менше молекул розчинника. При цьому утрудняється також руйнування і відшарування від поверхні основного хемосорбційного моношару, який забезпечує міцний зв'язок молекул інгібітора з металом.

Актуальним практичним питанням, пов'язаним зі спорудженням і пуском в експлуатацію газопроводу “Союз” було питання про допустимий вміст сірководню в транспортованому газі, при якому корозійні процеси на



внутрішній поверхні труб протікати не будуть. Для відповіді на ці запитання необхідні комплексні дослідження, проведені в умовах, близьких до натурних. В [13] приведено значення максимальної допустимої концентрації сірководню в природному газі, при якому корозійні процеси в газопроводі відсутні. Вона складає  $20 \text{ мг/м}^3$ . При цьому автор робить посилання на відповідні нормативні документи [12, 69], в яких також приводиться вказана величина без обґрунтування.

Не вирішеною на даний час є проблема нанесення інгібіторного покриття на внутрішню поверхню стінок трубопроводу в трасових умовах.

Найбільш доцільно розробити технологію захисту внутрішньої поверхні трубопроводу інгібіторними плівками, протискуючи інгібіторну рідину пробку по ділянці газопроводу за допомогою механічних поршнів, що рухатимуться під тиском газу. Завдяки високій змочуваності металу труб інгібітором на внутрішній поверхні стінок утвориться захисна плівка, яка запобігатиме сірководневій корозії. Однак, при цьому виникає задача забезпечення режиму руху механічного поршня, при якому інгібіторна пробка, що рухається перед поршнем, перекривала весь переріз трубопроводу незалежно від профілю траси. Для вирішення цієї задачі необхідні дослідження характеру руху рідини перед механічним поршнем і самого поршня.

Дослідження руху твердого тіла під тиском газу наведені в працях Грудза В.Я. [26, 27, 101], Тоута А.І. [86], Шварца М.Е. [95], які займались вивченням процесів очистки газопроводів та контейнерним пневмотранспортом вантажів. Розглядаються питання зваємодії очисних пристроїв з рідинною пробкою під час сумісного їх руху, зміни швидкості руху системи в рівнинних і рельєфних газопроводах. Однак, специфіка режиму руху рідинної пробки перед поршнем, зокрема, міра заповнення перерізу труби рідиною, не розглядається.

Відомі також дослідження Губіна В.Е. [28], в яких розглядається рух рідини в початковій ділянці трубопроводу, тобто на вході в трубопровід. Розглядається характер руху рідини і розподіл тиску вздовж потоку. Постановка близька до задачі, яка розглядається нами. Однак, автори вносять ряд припущень, зокрема про горизонтальність потоку, які не дозволяють використати безпосередньо одержані розв'язки.

Таким чином, аналіз літературних джерел показав, що в ряді випадків існуючі рішення не дозволяють реалізовувати поставлену нами задачу і необхідні додаткові дослідження для досягнення мети.

### 1.3 Висновки і формування задач досліджень

На основі аналізу і існуючого стану проблеми освоєння малих газових родовищ України, проведеного за оглядом літературних джерел, встановлено, що для вирішення вказаної проблеми необхідно провести ряд наукових досліджень.

Не дивлячись на великий обсяг досліджень змішування речовин при їх послідовному перекачуванні одним трубопроводом, задача визначення корозійно-небезпечної зони в магістралі при підмішуванні до неї підкачки газу, що містить мірководневу домішку, фактично не вирішена. Тому виникає необхідність створення математичної моделі технологічного процесу змішування, яка б дозволила оцінити розподіл концентрації сірководню по довжині суміші в магістралі.

Допустима концентрація сірководню в природньому газі  $20 \text{ мг/м}^3$ , що приводиться в літературних джерелах, не має наукового підтвердження. Тому виникає необхідність конкретизувати цю величину, або підтвердити,

науково її обґрунтувавши. Для цієї мети необхідно провести серію дослідів в лабораторних умовах з взірцями металу, виготовлених з тіла труби, що знаходилось тривалий проміжок часу в експлуатації і відтворити умови, адекватні умовам в магістральному газопроводі (тобто відповідну величину тиску, температури, кислотності середовища та ін.). Необхідно також встановити, чи вказана максимально-допустима концентрація сірководневої домішки в природньому газі, з умови запобігання сірководневій внутрішній корозії, характерна для нових сталевих труб, чи справедлива для труб, що тривалий час знаходились в експлуатації.

Не менш важливим є проблема захисту трубопроводу від внутрішньої сірководневої корозії. Не дивлячись на велику кількість інгібіторів корозії, що серійно випускаються, їх захисні і адгезні властивості в конкретних умовах не вивчені. Не розроблено також технологію нанесення інгібіторного покриття на внутрішню поверхню стінок трубопроводу в трасових умовах.

Виходячи з сказаного, для реалізації поставленої проблеми освоєння малих газових родовищ України, що містять домішки сірководню, необхідно розв'язати наступні науково-практичні задачі:

1. Експериментальні дослідження процесу внутрішньої сірководневої корозії взірців металу з трубопровідних сталей, що тривалий час знаходились в експлуатації в умовах, близьких до реальних, з метою наукового підтвердження чи визначення гранично-допустимої концентрації в природньому газі, при якій корозійні процеси не є активними.
2. Створення математичної моделі процесу змішування газів в магістральному газопроводі, при підкачці сірководневого газу, і на основі її реалізації визначення корозійно-небезпечної зони в магістралі, в якій миттєва концентрація сірководню в газі перевищує гранично-допустиму величину з умови запобігання процесу корозії.

3. Розробка принципів захисту внутрішньої поверхні магістрального газопроводу від внутрішньої сірководневої корозії та захисту підвідного газопроводу.
4. Вибір інгібіторів корозії для захисту внутрішньої поверхні трубопроводів від сірководневої корозії та дослідження їх захисних та адгезних властивостей.
5. Розробка технології нанесення внутрішнього покриття на поверхню стінок підвідного трубопроводу та магістралі для запобігання процесу корозії.
6. Апробація запропонованих методів в практичну експлуатацію трубопроводів, що перекачують газ з сірководневими домішками і конкретизація запропонованих методів і рекомендацій.

## РОЗДІЛ 2

### ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ХАРАКТЕРИСТИК АГРЕСИВНОГО СЕРЕДОВИЩА НА ПРОЦЕС СІРКОВОДНЕВОЇ КОРОЗІЇ ТРУБНИХ СТАЛЕЙ

Фундаментальні багаторічні дослідження процесів корозії допомогли створити теоретичну базу і сформуванню новий науковий напрямок. Проте багатогранність і багатофакторність корозійних процесів не може бути до кінця описана існуючими теоретичними положеннями. Особливості кожного технологічного процесу, як при виготовленні відповідного обладнання, так і під час його експлуатації, спричиняють відмінності в протіканні процесу корозії.

Особливість термодинамічних умов трубопровідного транспорту газу по магістральних трубопроводах зумовлює специфічність процесів внутрішньої корозії трубопроводу. Характер і інтенсивність корозійного процесу залежать від хіміко-фізичного складу транспортованого газу (зокрема, від наявності в ньому сірководню, вуглекислого газу та інших агресивних речовин) і умов перекачування (тиску, температури, вологості, швидкості газового потоку), а також від геометрії магістралі, яка, в свою чергу, зумовлює кількість і характер гідравлічних опорів [33].

В зв'язку з цим загальновідома картина сірководневої корозії металів повинна бути доповнена відомостями, які враховують вплив властивостей металу і корозійного середовища на швидкість протікання корозійного процесу. З метою спрощення методики досліджень експерименти бажано проводити на взірцях, виготовлених зі стандартних труб магістральних трубопроводів.

На характер протікання корозійного процесу має вплив фізико-хімічна характеристика агресивного середовища. Найбільш детальними

дослідженнями сірководневої корозії в залежності від різних термодинамічних умов середовища є роботи Гутмана Е.М. [29], Гетьманського М.Д. [12, 16, 29], Клапчука О.В., Пикіна В.Г., Марковича Е.Е., та Кушнарєнка В.М. [48, 49] в яких розроблено загальну методику дослідження, теоретично обґрунтовано фізико-хімічні явища корозійних процесів і отримано результати, що підтверджують основні теоретичні положення, які характеризують процес корозійного руйнування. Однак, автори здебільшого основним параметром агресивного середовища вважають температуру, в той час, як в трубопроводі вирішальну роль відіграє тиск газу, оскільки при підвищеному тиску агресивного середовища дифузійні процеси (проникнення атомів корозійно-активних елементів в кристалічну ґратку металу) відбуваються інтенсивніше. Цілком зрозуміло, що найбільш негативний вплив на метал труб спостерігається при високих тисках і температурах. Деякі автори (проф.Капцов І.І., проф. Грудз В.Я [26, 27, 101]), досліджуючи фізико-хімічні властивості транспортованого в магістральних газопроводах газу, відмічають, що наявність в потоці рідинних сполучень призводить до формування середовища з підвищеною кислотністю. Однак, результати досліджень процесу сірководневої корозії в залежності від водневого показника агресивного середовища в літературі на даний час відсутні.

В зв'язку з великою протяжністю газових магістралей по території України, цінністю транспортованого по них продукту, його вибухонебезпечністю і впливом на екологію, питання можливості прогнозування інтенсивності сірководневої корозії в кислому середовищі (одному з найагресивніших корозійних середовищ) є вельми важливим. Ряд дослідників зміну швидкості корозійного процесу пояснюють, спираючись на результати тільки лабораторних досліджень без урахування реальних умов експлуатації. Однак в реальних умовах корозійні пошкодження трубопроводів зумовлені впливом різноманітних часових факторів,

передбачити і врахувати дію яких на стадії проектування і спорудження трубопроводу дуже важко, а іноді і неможливо. Тому дуже перспективними і досить вірогідними є статистичні методи дослідження швидкості процесу корозії, в основі яких лежать закони теорії ймовірності та математичної статистики.

## 2.1 Емпіричне дослідження процесу корозії

На даний час питання сірководневої корозії сталей глибоко вивчене і освітлене в ряді літературних джерел [5, 7, 12, 19, 40]. Авторами розроблені оригінальні методики досліджень і одержано ряд цікавих результатів [16, 22, 42], які визначають швидкість корозії в різних сірководневих середовищах. Також приводяться дані про вплив концентрації сірководню на швидкість корозії. В ряді літературних джерел [19, 20, 21, 29] вказується, що нижній поріг концентрації сірководню в природному газі складає  $20 \text{ мг/м}^3$ . Однак, не вказано про першоджерела, в яких ця величина вказана. Крім того, відсутні відомості про швидкість корозії сталей, які певний час пропрацювали під тиском в інших корозійних середовищах.

При подачі сірководневого газу в газопровід, що певний час експлуатувався під тиском, корозійні процеси можуть мати певну специфіку.

Тому були проведені серії експериментів, метою яких було встановлення характеру протікання корозійного процесу для трубних сталей, що знаходились в експлуатації. При цьому, важливо визначити чи справедливим є твердження, що при концентрації сірководню в газі до  $20 \text{ мг/м}^3$  корозійні процеси для таких сталей при робочих тисках в газопроводі не протікають. Тому, нище приведені дослідження мають за мету

оцінити характер корозійних процесів в сірководневому середовищі для сталі труб, що пропрацювали певний термін під тиском і підтвердити вказаний висновок, або його конкретизувати.

Для проведення дослідів використані взірці сталі 17 ГС, вирізані з труб газопроводу Івацевичі-Долина (III нитка), який знаходиться в експлуатації 20 років. Взірці виготовлено з матеріалу катушки, вирізаної з вказаного газопроводу під-час ремонту. Робочий тиск в точці вирізання катушки (середньостатичний) складав 5,1 МПа, а температура 300 К. В процесі вирізання катушки було взято пробу забруднень з порожнини трубопроводу. Її аналіз показав, що середовище в трубопроводі є кислотним з водневим показником рН=4,5.

Дослідження процесів корозії металів в агресивному середовищі при наявності сірководню і сірчаних сполук у газі проводились на стенді. Останній являє собою сталеву герметичну ємність, внутрішня поверхня стінок якої покрита інгібітором корозії. В ємність наливали агресивне середовище (сірчаний газ), в яке занурювали досліджувані взірці металу. Ємність обладнана манометром для вимірювання тиску в газовому просторі, термометром для реєстрації температури корозійного середовища і зворотнім клапаном, завдяки чому тиск в ємності протягом всього часу випробувань був сталим.

Для отримання сірководню було використано апарат Кіпа, всередину якого заливався розчин сульфїду заліза [17]. Принцип роботи даного апарату полягає у дії розбавленої соляної кислоти на розчин сїльфїду заліза. Хїмічна реакція процесу має вигляд:  $FeS+2HCl=FeCl_2+H_2S$

На практиці дана реакція реалїзувалась в апараті Кіпа. В колбу заливався розчин сульфїду заліза. Після цього колба герметично закривалась корком з вставленою бюреткою, через яку подавався слабкий розчин соляної кислоти. В результаті хїмічної реакції видїлявся сірководень, який виходив через відвід від колби в спеціальну ємність.



Досліджуване агресивне середовище (сірчаний газ) підлягало хімічному аналізу, метою якого було визначення кількісного вмісту в газі сірководню, сполук сірки, мінеральних солей і води. На основі хімічних аналізів, які проводились методом спектрографії на системі SPECORD, встановлено, що в середньому в газі міститься до 0,46 % сірки і її сполук, 0,72 % мінеральних солей і 0,12 % води.

Стандартом ГОСТ 22387.2-83 передбачено два методи визначення наявності сірководню: йодометричний (при концентрації сірководню від 0,010 г/м<sup>3</sup>) та фотоколориметричний (при концентрації сірководню не більше 0,025 г/м<sup>3</sup>) [20].

Йодометричний метод визначення кількості чи наявності сірководню в газі полягає в поглинанні сірководню з газів, які підкислені розчинами оцтового або хлористого кадмію з подальшим йодометричним титруванням.

При концентрації сірководню від 0,010 до 0,200 г/м<sup>3</sup> визначення кількості сірководню в газі проводять наступним чином. Відбір проб проводять з природного газу згідно з вимогами ГОСТ 18917-82 безпосередньо з газопроводу, свердловини або іншої ємності по пробовідбірній лінії через вентиль в поглинаючі склянки, під'єднані безпосередньо до пробовідбірної лінії. Далі в дві поглинаючі склянки заливають по 50 см<sup>3</sup> розчину хлористого кадмію або, за відсутністю меркаптанів, таку ж кількість розчину оцтового кадмію.

Склянки з'єднують послідовно гумовими або поліетиленовими муфтами. Вхідну трубку першої склянки приєднують щільно до пробовідбірної лінії, а вихідну трубку другої склянки – до газового лічильника. Зібрану апаратуру перевіряють на герметичність. Пробовідбірну лінію продувають досліджуванним газом через трійник, встановлений перед поглинаючими склянками [3, 20].

Концентрація титрованих розчинів, які застосовуються при йодометричному титруванні, швидкість руху і об'єм газу для дослідження

залежать від концентрації сірководню в досліджуваному газі. Необхідні концентрації розчинів і об'єм проб для газів з вмістом сірководню до  $0,200\text{г/м}^3$  наведені в табл. 2.1 [20].

Таблиця 2.1

Концентрації розчинів і об'єм проб для газів з вмістом сірководню до  $0,200\text{ г/м}^3$

Концентрація сірководню, $\text{г/м}^3$	Концентрація титрованих розчинів, $\text{моль/дм}^3$	Об'єм проби газу, $\text{дм}^3$
0,010 – 0,050	0.01 – 0,05	30 – 80
0,050 – 0,100	0,1	20 – 30
0,100 – 0,200	0,1	не більше 10

Далі через склянки з поглинаючим розчином пропускають газ з витратою не більше  $1,5\text{ дм}^3/\text{хв}$ , слідкуючи за тим, щоб поглинаючий розчин у другій склянці залишався прозорим. При цьому реєструють температуру, барометричний тиск та записують покази газового лічильника. Після закінчення пропускання газу вміст поглинаючих склянок переводять в конічну колбу, ретельно обмивають стінки дистильованою водою, зливаючи її в ту саму колбу. Туди ж піпеткою вливають  $10\text{ см}^3$  розчину йоду і, переконавшись у достатності йоду по бурому окрасу розчину, титрують надлишок йоду розчином тіосульфата натрію до світло-жовтого кольору. Вливають  $1\text{ см}^3$  розчину крохмалю і продовжують титрування до втрати розчином синього кольору. Паралельно з проведенням досліду проводять контрольний аналіз, який описаний вище, але без пропускання газу [20].

Масову концентрацію сірководню (X) в  $\text{г/м}^3$  знаходять за формулою:

$$X = \frac{(V_1 - V_2) \cdot C \cdot 11,88 \cdot 100}{V_2 \cdot 1000}, \quad (2.1)$$

де  $V_1$ -об'єм титрованого розчину тіосульфїта натрію, який використали на титрування поглинаючого розчину після пропускання досліджуваного газу, см<sup>3</sup>;

$C$ -концентрація титрованого розчину тіосульфїта натрію, моль/дм<sup>3</sup>;

11,88-об'єм сірководню, що відповідає 1 см<sup>3</sup> титрованого розчину тіосульфїта натрію з концентрацією 1 моль/дм<sup>3</sup>, см<sup>3</sup>;

$V_2$ -об'єм досліджуваного газу, виміряний по газовому лічильнику і зведений до нормативних умов (20°C і 101,325 кПа), дм<sup>3</sup>.

Об'ємну частку сірководню в досліджуваному газі ( $X_1$ ) в процентах знаходять за формулою:

$$X_1 = \frac{(V_1 - V_2) \cdot C \cdot 11,88 \cdot 100}{V_2 \cdot 1000}. \quad (2.2)$$

За результат досліду приймають середнє арифметичне двох останніх обчислень, різниця між якими не повинна перевищувати даних, наведених в табл.2.2.

Таблиця 2.2

Можливі розходження між дослідними значеннями

Концентрація сірководню, г/м <sup>3</sup>	Допустимі розходження між останніми визначеннями, г/м <sup>3</sup>
Не більше 0,020	0,002
0,020 – 0,050	0,005
0,050 – 0,100	0,010
0,100 – 0,200	0,015

Визначення кількості сірководню при його концентрації в газі від 0,200 до 6 г/м<sup>3</sup> проводять аналогічним чином, але витрата потоку газу через поглинаючі склянки не повинна перевищувати 20 дм<sup>3</sup>/год [22]. При цьому, застосовують титровані розчини 0,1 моль/дм<sup>3</sup>. Об'єми проб газу в залежності

від концентрації сірководню і можливі розходження між послідовними результатами обчислень наведені в табл.2.3.

Таблиця 2.3

Допустимі розходження між дослідними значеннями

Концентрація сірководню, г/м <sup>3</sup>	Об'єм проби газу, дм <sup>3</sup>	Допустимі розходження між послідовними значеннями, г/м <sup>3</sup> .
0,2 – 0,5	10 – 20	0,03
0,5 – 2,0	5 – 10	0,10
2,0 – 6,0	не більше 1,5	0,30

Визначення кількості сірководню при його концентрації в газі не більше 6 г/м<sup>3</sup> проводять шляхом відбору досліджуваного газу в скляні газові піпетки з поступовим витисненням відібраної проби газу інертним газом в поглинаючі склянки. Проби газу відбирають в сухі, однакові за об'ємом скляні газові піпетки. В залежності від концентрації сірководню об'єм газу повинен відповідати вказаному в табл.1.6 [23].

Піпетку з відкритими кранами приєднують до попередньо продутої пробовідбірної лінії. Для відбирання проби піпетку продувають досліджуваним газом так, щоб об'єм проби газу, який пропустили через піпетку, був не менше її 10 – 15-кратного об'єму. Закривають вихідний, а потім швидко вхідний крани піпетки так, щоб тиск в піпетці був дещо вищим за атмосферний, і від'єднують піпетку від пробовідбірної лінії. Далі пробу газу з піпетки продувають 10-15-кратним об'ємом газу через поглинаючі склянки. Коли основна частина газу буде витиснута в розчин, витрати потоку поступово збільшують до 20 дм<sup>3</sup>/год. Об'єм витиснутого газу контролюють газовим лічильником на виході з поглинаючої склянки. Кількість сірководню визначають із застосуванням титрованого розчину йоду

і тіосульфїту натрію концентрації  $0,1 \text{ моль/дм}^3$ . Обробка результатів проходить згідно з формулами (1.1) і (1.2), при цьому  $V_2$ —об'єм досліджуваного газу, рівний об'єму газової піпетки і зведений до нормальних умов ( $20^\circ\text{C}$  і  $101,325 \text{ кПа}\cdot\text{дм}^3$ ). Можливі розходження між послідовними обчисленнями наведені в табл.2.4.

Таблиця 2.4

Допустимі розходження між дослідними значеннями

Концентрація сірко-водню, $\text{г/м}^3$	Об'єм проби газу, $\text{см}^3$	Допустимі розходження між послідовними значеннями, $\text{г/м}^3$ .
6 – 15	500 – 1000	0,4
15 – 20	200 – 500	1,0
20 – 40	100 – 200	2,0
40 – 80	50 – 100	3,0
80	до 50	4,0

Фотоколориметричний метод визначення кількості сірководню полягає в поглинанні сірководню з досліджуваного газу підкисленим розчином оцтового цинку (або кадмію) з подальшим фотоколориметричним або спектрофотометричним визначенням метиленового синього, який утворюється в кислому середовищі при взаємодії сірчаного цинку з диметилфенилендіаміном в присутності хлоридного заліза [33].

В дві поглинаючі склянки заливають по  $30 \text{ см}^3$  розчину оцтового цинку. Склянки з'єднують послідовно. Вхідну трубку першої склянки під'єднують до пробовідбірної лінії, а вихідну трубку другої склянки – до газового лічильника. Друга склянка є контрольною на пропускання сірководню [20].

Пробну лінію продувають досліджуваним газом через трійник, встановлений перед входом в поглинаючі склянки. Потік газу направляють через поглинальні склянки з витратою  $0,5 \text{ дм}^3/\text{хв}$ , слідкуючи за тим, щоб поглинаючий розчин у другій склянці залишався прозорим. Об'єми газу для досліду наведені в табл.2.5.

Таблиця 2.5

Об'єми газу для дослідів

Концентрація сірководню, $\text{г/м}^3$	Об'єм газу на дослід, $\text{дм}^3$
$0,1 \cdot 10^{-3} - 1,0 \cdot 10^{-3}$	50
$1,0 \cdot 10^{-3} - 5,0 \cdot 10^{-3}$	5 – 30
$5,0 \cdot 10^{-3} - 25,0 \cdot 10^{-3}$	1 - 5

Після закінчення пропускання газу записують покази газового лічильника, температуру і барометричний тиск. Потім від'єднують поглинаючі склянки від пробовідбірної лінії і газового лічильника. В першу склянку добавляють  $5 \text{ см}^3$  розчину діаміну, перемішують, добавляють  $1 \text{ см}^3$  розчину хлоридного заліза і знову перемішують. Потім складову склянки переводять в мірну колбу місткістю  $50 \text{ см}^3$  і доливають до мітки дистильованої води. Вимірюють оптичну густину розчину. Масову концентрацію сірководню ( $X$ ) в  $\text{г/м}^3$  знаходять за формулою:

$$X = \frac{C}{V \cdot 1000}, \quad (2.3)$$

де  $C$ -концентрація сірководню в дослідному розчині (знаходять в залежності від оптичної густини), мкг;

$V$ -об'єм досліджуваного газу, виміряний газовим лічильником і зведений до нормальних умов ( $20^\circ\text{C}$  і  $101,325 \text{ кПа}$ ),  $\text{дм}^3$  [20].

За результат досліду приймають середнє арифметичне двох останніх обчислень, розходження між якими не перевищує даних, вказаних в табл.2.6.

Таблиця 2.6

Допустимі розходження між дослідними значеннями

Концентрація сірководню, г/м <sup>3</sup>	Допустимі розходження, г/м <sup>3</sup>
$1,0 \cdot 10^{-3}$	$2,0 \cdot 10^{-3}$
$1,0 \cdot 10^{-3} - 5,0 \cdot 10^{-3}$	$0,4 \cdot 10^{-3}$
$5,0 \cdot 10^{-3} - 25,0 \cdot 10^{-3}$	10% від отриманого середнього значення

В якості дослідних взірців використовувались металеві пластини вирізані з матеріалу труби (сталь 17 ГХС) газопроводу Івацевичі-Долина (ІІІ нитка) прямокутного перерізу  $58 \times 30$  і товщиною 11 мм. В різних серіях досліджень концентрація сірководню і робосий тиск газу були різні.

Перед проведенням дослідів вимірювалась кислотність агресивного середовища (показник  $pH$ ) за допомогою приладу рН-340.

Активність корозійного процесу протягом деякого проміжку часу  $t$  оцінювалась відносно зміни маси взірця, який був занурений в агресивне середовище.

$$k = \frac{M_0 - M_t}{M_0}, \quad (2.4)$$

де  $M_0$  - маса взірця перед зануренням його в агресивне середовище;

$M_t$  - маса взірця після вилучення його з агресивного середовища через певний проміжок часу  $t$ .

Маси взірців  $M_0$  і  $M_t$  до і після розміщення їх в агресивному середовищі вимірювались за допомогою аналітичної ваги.

$$x = \frac{M_t}{M_0}. \quad (2.5)$$

В кожному з дослідів тиск в газовому просторі ємності підтримувався сталим, а температура коливалась у відповідності з її добовими змінами. Для кожного з місяців проведення дослідів визначалось середнє значення

температури. Для визначення впливу часу на хід процесу корозії в кожній серії з 10-ти взірців кожний наступний взірець знаходився в агресивному середовищі на 30 діб довше попереднього. Результати дослідів наведені в додатку А.

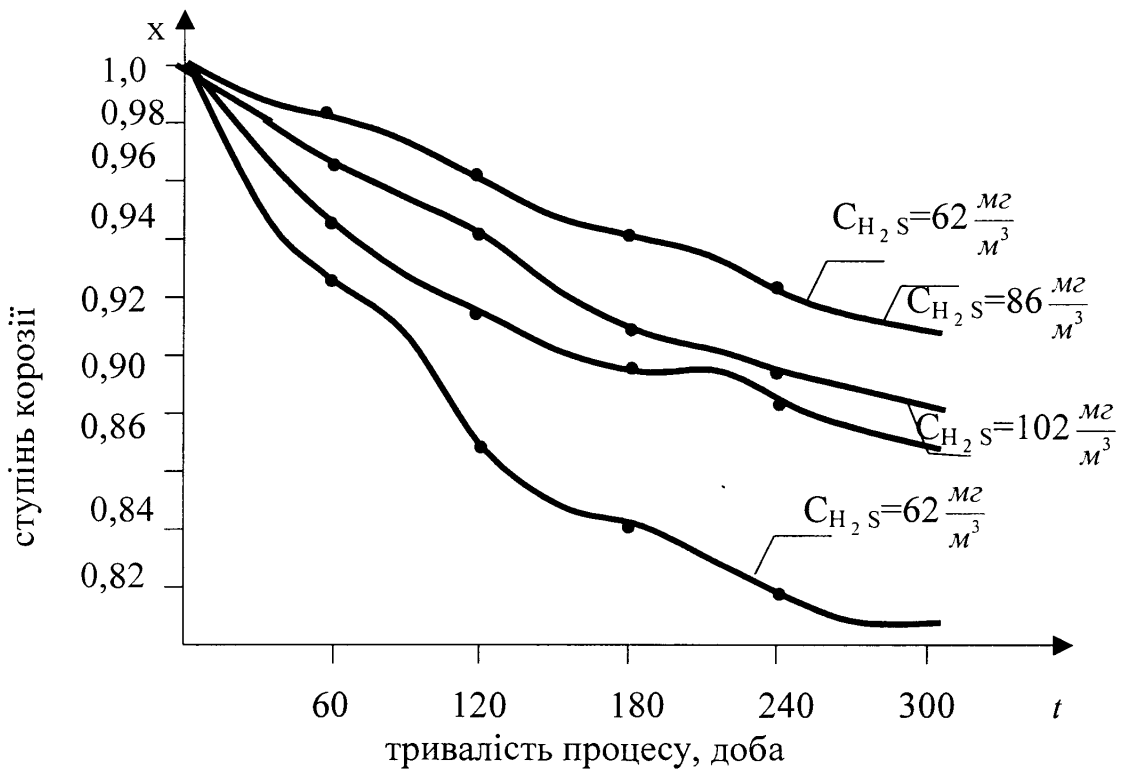


Рис.2.1. Залежність ступеня корозії від часу при різних концентраціях сірководню в газі.

Ступінь корозії визначався відношенням маси взірця після вилучення його з агресивного середовища до його початкової маси.

Аналіз результатів показує, що зі збільшенням тривалості дії агресивного середовища на метал ступінь корозії зростає. Характер збільшення ступеня корозії від часу близький до експоненціального. Швидкість процесу корозії є максимальною в початковий період і з плином часу сповільнюється. Це можна пояснити тим, що утворювані продукти корозії до деякої міри захищають взірець від його контакту з агресивним



середовищем. Окрім того, агресивне середовище з плином часу до деякої міри насичується продуктами корозії, втрачаючи свою початкову активність.

Підвищення температури і тиску корозійного середовища прискорює процес корозії, при цьому вплив температури є сильнішим за тиск. Досліди були проведені при температурі 5°C. Підвищення температурного режиму середовища здійснювали до 15°C.

В першому випадку інтенсивність корозійного процесу через 60 діб становила 2,9%, а в другому – 7,3%. При тривалості процесу корозії 120 діб ці показники склали відповідно 6% і 13,4%, а при тривалості корозійного процесу 300 діб вони були відповідно 11,8% і 18,7%.

Активність агресивного середовища з підвищенням його температури зростає, це пояснюється зростанням кінетики хімічної реакції за рахунок збільшення рухливості молекул середовища [39, 71].

Для оцінки впливу тиску на інтенсивність корозії проводились дослідження при тисках 4 МПа і 5 МПа. В першому випадку при тривалості корозійного процесу 60 діб ступінь корозії становила 2,9%, а в другому – 5,2%. При тривалості корозійного процесу 120 діб ці показники становили відповідно 6% і 8,2%, а при тривалості корозійного процесу 300 діб вони склали 11,8% і 12,4%.

Таким чином, збільшення температури агресивного середовища з 5°C до 15°C призводить до збільшення швидкості корозійного процесу в середньому в 1,9 рази. При цьому зі збільшенням тривалості процесу цей показник зменшується. Так, при тривалості корозійного процесу 60 діб він становив 2,6, а при тривалості корозійного процесу 120 діб зменшився до 2,2. Коли тривалість корозійного процесу досягла 300 діб, показник становив 1,6.

Збільшення тиску в газовому просторі з 4 МПа до 5 МПа призводить до зростання швидкості корозії в середньому в 1,25 рази. Зі збільшенням тривалості корозійного процесу цей показник також зменшується. Окрім

того, при підвищеній температурі металева поверхня більш легко насичується парами середовища.

Встановлено також, що інтенсивність процесу корозії залежить від розташування взірця в агресивному середовищі. Ступінь корозії для горизонтально розташованого взірця (взірець лежить на дні ємності) була на 18-24% меншою, ніж вертикального (взірець прикріплений до бічної стінки ємності). Це пояснюється збільшенням корозійної активності агресивного середовища внаслідок природної конвекції, зумовленої добовими коливаннями температури. Отже, взірець, який знаходився на дні ємності в горизонтальному положенні, в значно меншій мірі піддавався корозійній дії, ніж взірець, встановлений вертикально. Тому при експлуатації газопроводів найбільш активній корозії піддається верхня частина внутрішньої поверхні труби [71].

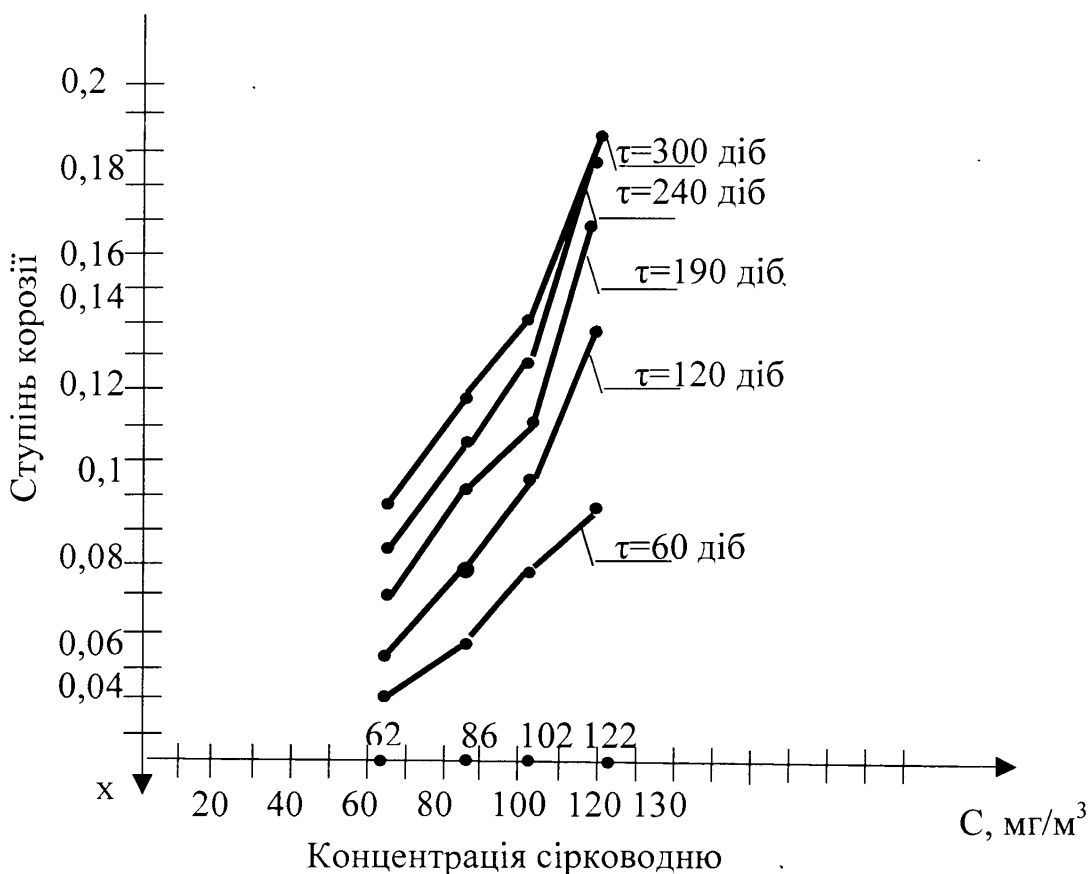


Рис. 2.2. Вплив концентрації сірководню в природньому газі на інтенсивність корозійного процесу.

На основі результатів досліджень, користуючись графіками, поданими на рис. 2.1, побудовано графічні залежності ступеня корозії від концентрації сірководню в природньому газі. Ці графіки приведені на рис.2.2.

Аніліз графіків показує, що швидкість корозійного процесу зростає з збільшенням концентрації сірководню в природньому газі за параболічним законом. При цьому крутизна кривих з плином часу зростає. З метою визначення концентрації сірководню в природньому газі, що знаходиться під тиском, при якій корозійний процес практично не протікає, проводилась обробка графіків, що приведені на рис.2.3.

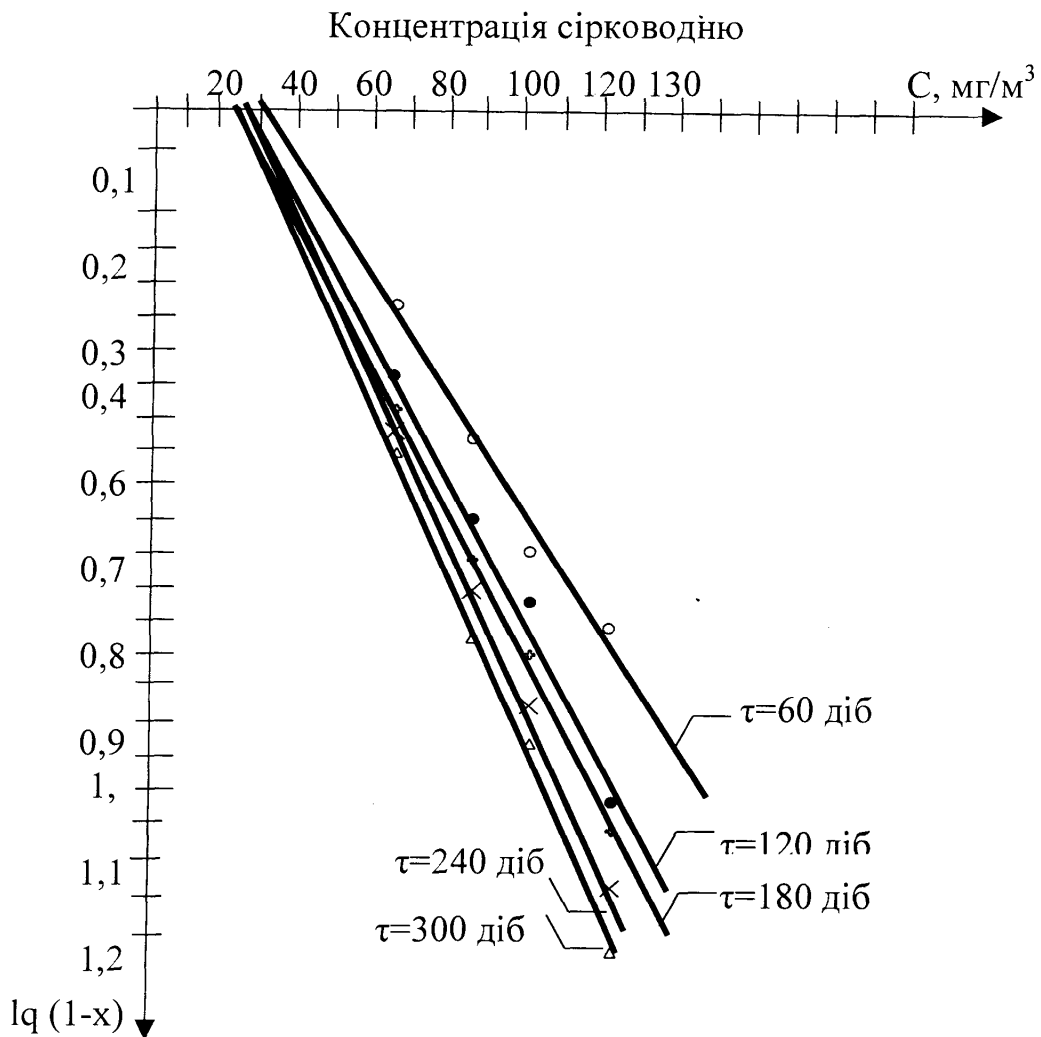


Рис.2.3. Обробка результатів дослідів по методу найменших

квадратів.

Для спрямлення кривих було вибрано шкалу десяткових логарифмів. В напівлогарифмічних координатах відкладено дослідні точки і методом найменших квадратів проведено прямі лінії (рис.2.3).

На перетині кожної з прямих з віссю абсцис ступінь корозійного процесу дорівнювала нулю, тобто корозія трубної сталі практично відсутня. Тому відрізок, який відсікала кожна з побудованих кривих на осі абсцис (осі концентрації сірководню) вважався рівним (в масштабі) допустимій концентрації сірководню, при якій відсутній корозійний процес в трубопроводі. Як видно з графіків, величина допустимої концентрації сірководню в природньому газі залежить від тривалості корозійного процесу.

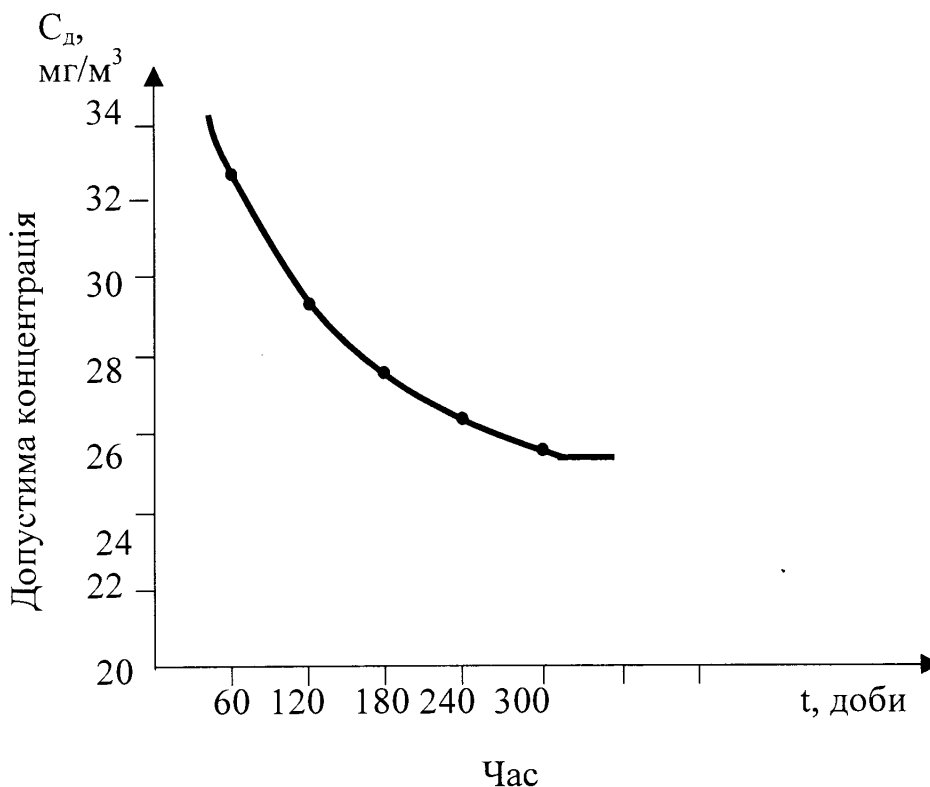


Рис.2.4. Залежність допустимої концентрації сірководню в природньому газі від часу корозійного процесу.

На основі залежностей, приведених на рис.2.3 побудований графік зміни допустимої концентрації сірководню в природному газі при різній тривалості корозійного процесу. Цей графік подано на рис. 2.4. Аналіз графіка показує, що крива асимптотично наближається до лінії з концентрацією сірководню в природньому газі  $[C_{H_2S}] = 25 \text{ мг/м}^3$ .

Очевидно, що величину, яку слід вважати допустимою концентрацією сірководню в природньому газі, при якій відсутня сірководнева корозія. За літературними даними [19, 20, 21] величина допустимої концентрації сірководню в природньому газі складає  $20 \text{ мг/м}^3$ , що на 25% менше за одержану нами величину. Однак, слід враховувати можливість похибки у проведеному нами експерименті та можливий запас. Тому можна зробити висновок, що проведені нами дослідження підтверджують загальноприйняте значення допустимої концентрації сірководню в природньому газі, яка становить  $20 \text{ мг/м}^3$ .

## 2.2 Вплив кислотності середовища на корозію

До числа уповільнювачів корозії відносяться речовини, які призупиняють корозію завдяки зміні концентрації водневих іонів [56].

Дослідженнями залежності електрохімічних і корозійних властивостей металів від концентрації водневих іонів покажемо механізм подібного виду захисту. Такі дослідження допоможуть розібратися в механізмі дії і тих уповільнювачів, які поряд зі зміною рН середовища своєрідним чином впливають на метали.

На рис.2.5 представлена діаграма залежності електродних потенціалів заліза від концентрації водневих іонів. Для можливості співставлення наведена діаграма залежності корозії від рН середовища.

Діаграма E-pH характеризується чітким поділом на три області (кисла, нейтральна і лужна) і відображає досить складну залежність електродного потенціалу металу від рН.

З рис.2.5 видно, що залізний електрод не є зворотнім по відношенню до іонів водню по всій шкалі рН [64]. Залежність, що є характерною для водневого і кисневого електродів, спостерігається для заліза, і то з деякими змінами, тільки у вузькому інтервалі рН (0-5 і 11-14).

Відмітимо характерні особливості і основні недоліки діаграми E-pH, які мають суттєве значення для даного дослідження. По-перше, відсутня залежність потенціалу і швидкості корозії заліза від концентрації водневих іонів в середній частині діаграми (рН=5-10). По-друге, спостерігаються різкі зміни потенціалу заліза при переході від кислих розчинів до нейтральних і поступове розблагородження потенціалу при переході від слабо лужних розчинів до лужних. Для сильного гальмування корозійного процесу необхідно рН електроліту довести до 11-13.

Потенціали виражені в мілівольтах по відношенню до нормального водневого електроду 1,2 – HCl + 1н.NaCl і NaOH + 1.NaCl ; 3,4 – HSO<sub>4</sub><sup>-</sup>; 6,7 HCl і NaOH; 5- буферна суміш ( 0.04н.CH<sub>3</sub>COOH,0.04МН PO<sub>4</sub>, 0.04 н.H<sub>2</sub>BO<sub>3</sub> × Н<sub>2</sub>O).

Якщо концентрація водневих іонів з введенням уповільнювачів змінюється в границях рН-5-10, то зростання або спадання потенціалу і корозії слід пояснити своєю дією самого уповільнювача, а не зміною рН. Зміна рН матиме значення тільки при сильному облуженні розчину, оскільки це сприяє різкому розблагородженню потенціалу і уповільненню корозії. Зміна концентрації водневих іонів повинна також враховуватись при

встановленні механізму дії уповільнювачів, які додають до слабких кислотних електролітів (рудникові води, води нафтових свердловин і ін.) [29,47].

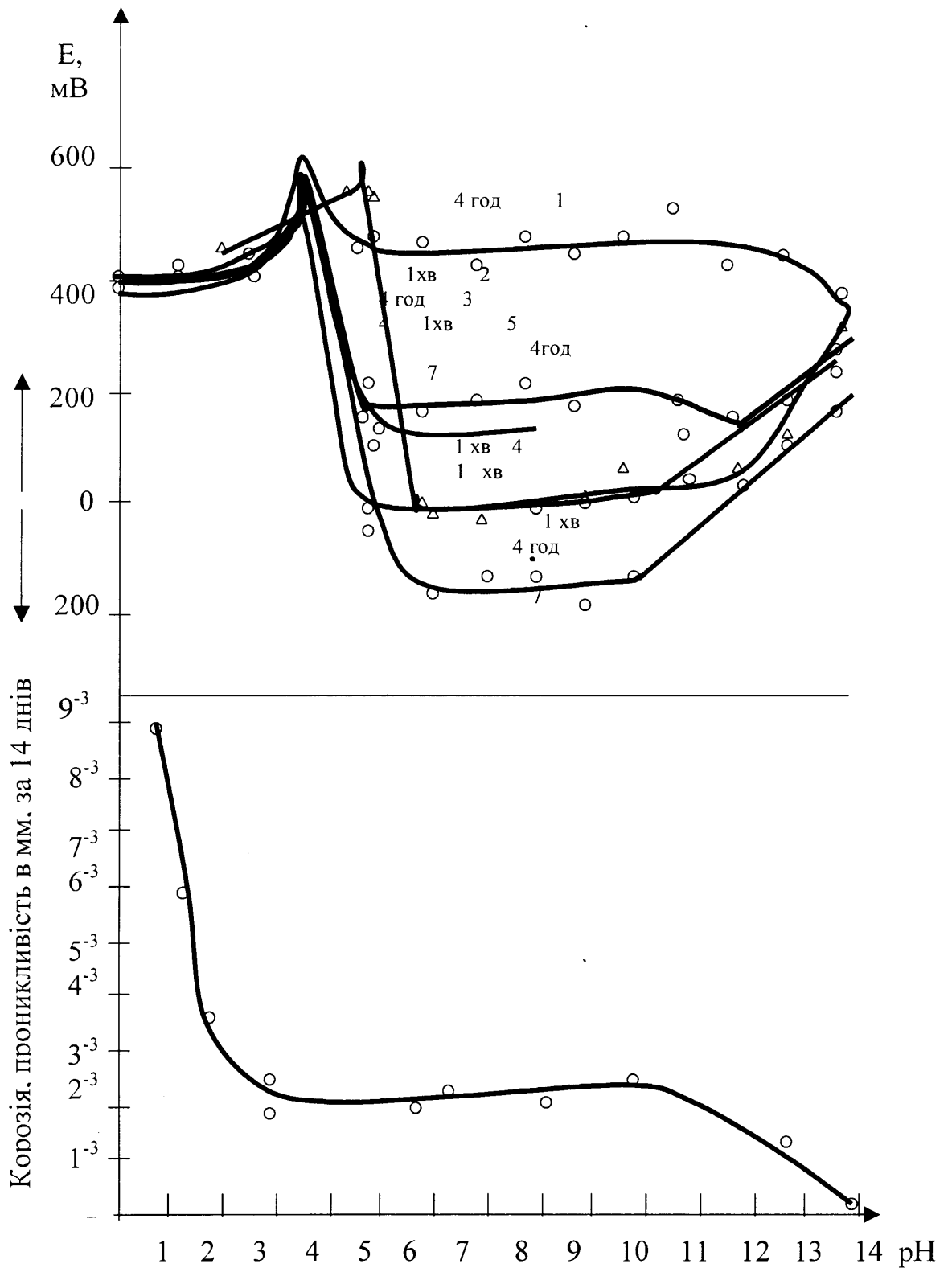


Рис.2.5. Залежність електродного потенціалу і швидкості корозії заліза від рН розчину

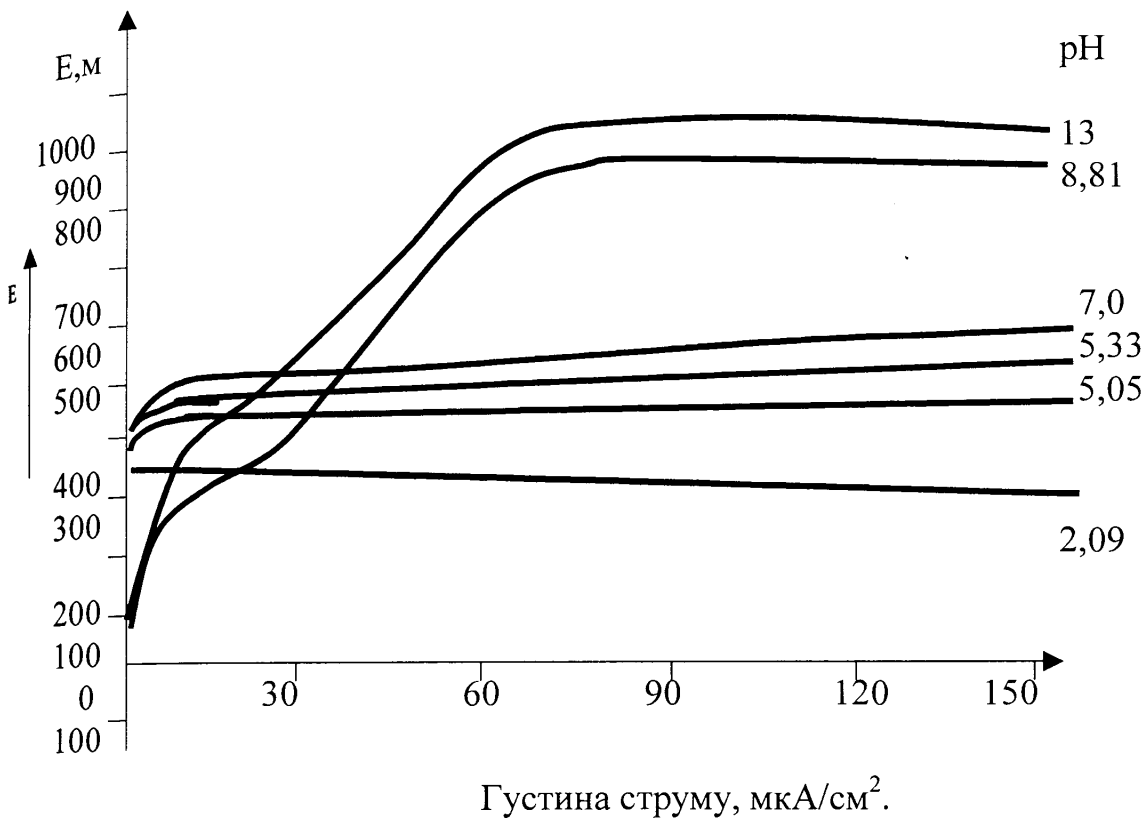


Рис.2.6. Криві катодної поляризації заліза в буферних розчинах з різними значеннями рН.

Вплив концентрації водневих іонів на швидкість електродних процесів можна охарактеризувати кривими катодної і анодної поляризації заліза (рис.2.6 і рис.2.7). Певний інтерес представляє катодна поведінка заліза в слабокислих розчинах. На поляризаційних кривих, знятих в подібних електролітах, відсутні ділянки, характерні для процесів іонізації кисню.

Залізо з самого початку діаграми сильно поляризується, і потрібна незначна густина струму ( $0,5-2 \text{ мкА/м}^2$ ) щоб заполяризувати електрод, потенціал якого у відсутність ззовні накладеного струму є позитивним (+120,+90 мВ), до потенціалів, достатніх для розряду іонів водню (-400,-460мВ).



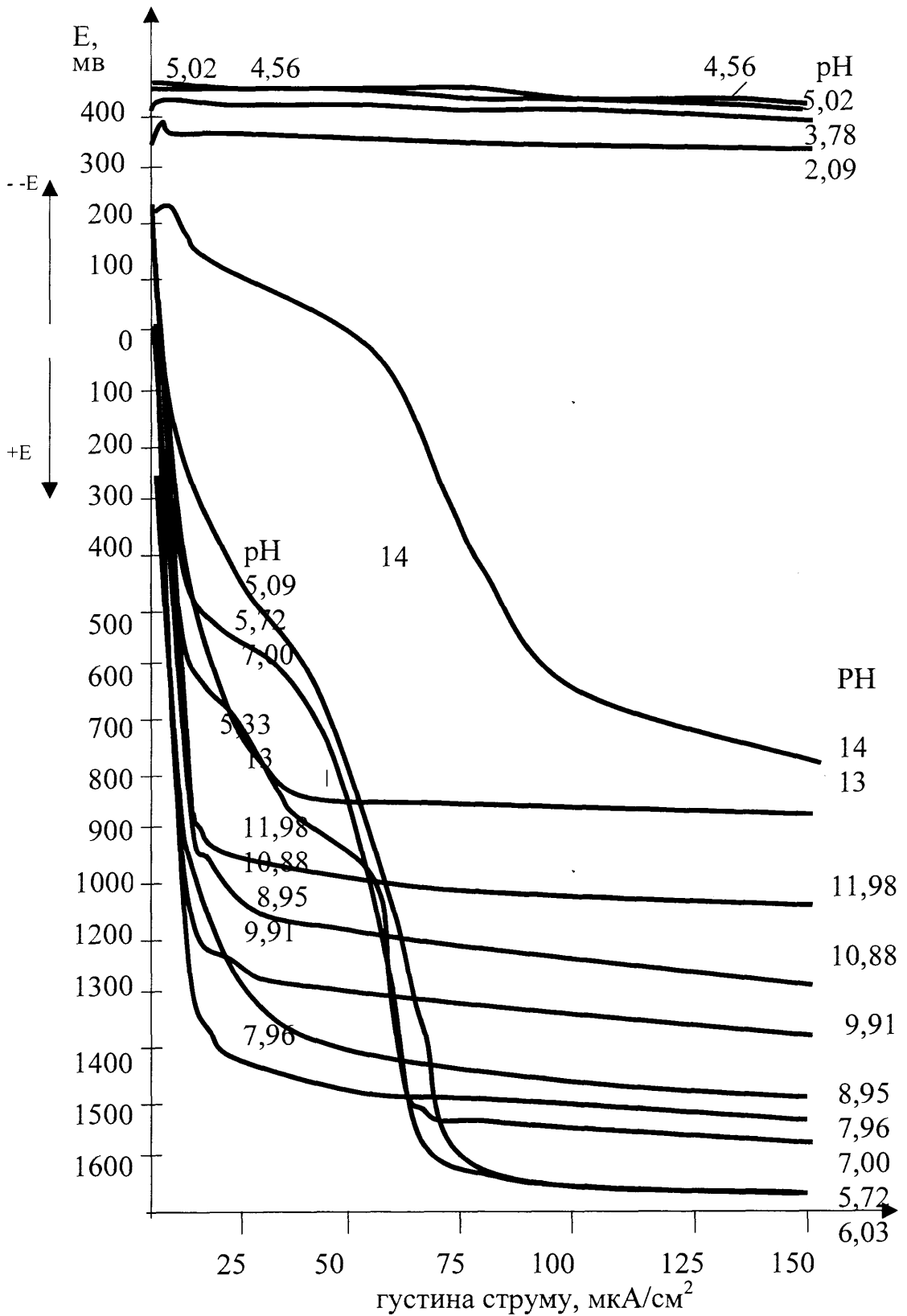


Рис.2.7. Криві анодної поляризації заліза в буферних розчинах з різними значеннями рН.

Потенціал виражений в мілівольтах по відношенню до нормального водневого електроду. Склад буферної суміші : 0,04н.СН СООН, 0,04н.М.Н РО, 0,04н.НВО×Н О.

В інтервалі рН=7-9 тяжко знайти будь-яку залежність перенапруги іонізації кисню від концентрації водневих іонів.

Основним фактором, який визначає швидкість катодного процесу в нейтральному середовищі, є дифузія кисню, тому значення рН є невеликим.

В лужному середовищі, починаючи з рН, рівного приблизно 10, виявляється різке гальмування катодного процесу при збільшенні рН середовища. Залізний катод в цих розчинах поляризується сильніше, ніж в нейтральних електролітах, і роль рН є великою. Вже при малій густині струму криві катодної поляризації в лужних електролітах ідуть різко вверх. Полога ділянка на поляризаційних кривих, яка є характерною для процесу іонізації кисню, по мірі залуження електроліту зменшується, перенапруга іонізації кисню підвищується, а граничний дифузний струм спадає. Сильна катодна поляризація заліза в лужних середовищах пов'язана з наявністю на катоді окисних адсорбційних шарів.

Потенціал виражений в мілівольтах по відношенню до нормального водневого електроду. Склад буферної суміші: 0,04 н.СН СООН, 0,04Н РО, 0,04н.НВО×Н О.

Швидкість анодного процесу на залізі, на відміну від катодного, пов'язаного з іонізацією кисню, знаходиться в сильній залежності від концентрації водневих іонів у всьому діапазоні рН (див. рис. 2.7). Ефективність роботи заліза в якості анода в слабокислих розчинах залежить від густини струму. Для цих розчинів характерні складні криві анодної поляризації. При малій густині струму (до 10 мкА/см<sup>2</sup>) процес іонізації заліза утруднений, і залізний анод сильно поляризується. Збільшення густини струму з 10 до 50 мкА/см<sup>2</sup> призводить до деякої активізації електрода. Починаючи з 50 мкА/см<sup>2</sup>, залізний анод знову підлягає сильній поляризації і

його потенціал швидко досягає значень, достатніх для розряду іонів гідроксила.

В слабокислих і нейтральних електролітах при малих густинах струму спостерігається аномальна поведінка залізного аноду, що виражається в деякому розблагородженні потенціалу при анодній поляризації (на кривих анодної поляризації при потенціалах, рівних 100-200 мВ, спостерігаються максимуми). Останнє, напевно, пов'язано з наявністю окисної плівки на залізі із деякою початковою активізацією електрода. Значення рН, при якому аномальна поведінка заліза аноду зникає, складає 7,96.

Починаючи з рН=7,96, зменшення концентрації водневих іонів відчутно сприяє сповільненню швидкості анодного процесу, а відповідно, і збільшенню анодної перенапруги.

Вже при густині струму 10-12 мкА/см<sup>2</sup> (саме такі струми, є характерними для процесів корозії заліза в нейтральних і слаболужних середовищах) залізний анод поляризується до потенціалів +800, +1000 мВ по відношенню до нормального водневого електрода. Таким чином, в лужних розчинах залізо в якості аноду працює малоефективно, і навіть незначні струми поляризації можуть зробити його практично пасивним.

В сильно лужних розчинах, починаючи з рН=14, залізний анод активізується і в меншій мірі піддається поляризації при середніх густинах струму. Наприклад, при однаковому потенціалі в 200мВ швидкість процесу анодного розчинення заліза в розчинах з рН=10-11 є в 100 разів меншою, ніж в розчині з рН=14.

### 2.3 Прогнозування швидкості корозії трубопроводів методом статистичного аналізу експериментальних даних

В реальних умовах експлуатації корозійні пошкодження трубопроводів збільшуються під впливом зовнішніх часових і просторових факторів, які відсутні в умовах лабораторного експерименту. Тому кількісне урахування сумарної дії всіх факторів корозійного руйнування діючого трубопроводу є надзвичайно складною задачею. Останнім часом у зв'язку з економічною кризою постала нагальна потреба у збільшенні терміну служби технологічного устаткування і підвищенні ефективності його дії. Тому всі машинобудівні галузі народного господарства і, особливо, нафтова і газова промисловості, відчують гостру потребу у достовірних даних про інтенсивність корозії окремих елементів обладнання для кожних конкретних умов його експлуатації, оскільки такі дані є основою обґрунтованого прогнозування довговічності і надійності устаткування.

У зв'язку з цим відомі перші спроби оцінити корозійні ушкодження елементів обладнання і металоконструкцій методом статистичного аналізу відповідних даних.

Моделюванню процесу корозійного руйнування металів на основі статистичних методів присвячена робота [9], у якій розглядають прогнозування швидкості корозії трубопроводів шляхом статистичного опрацювання результатів вимірів глибини корозії. На основі статистичних моделей отримані рівняння, що описують зв'язок між кумулятивною функцією розподілу величин глибини корозії і загальної маси зруйнованого металу. Показано, що у випадках, коли закономірність розподілу значень глибини не підпорядковується відомим статистичним моделям з нормальним логарифмічним розподілом, альтернативним рішенням може

бути відповідна математична модель. При цьому така модель враховує ймовірну функцію розподілу не всіх експериментальних значень глибин, що виміряні у профілі розподілу корозії по поверхні, а тільки рівняння для максимальної глибини проникнення корозії при певній припустимій частині ризику перфорації стінки трубопроводу. Крім того, існує математичний зв'язок між вхідними в рівняння параметрами, коли вони підпорядковуються нормальному закону розподілу з використанням функції розподілу екстремальних величин [36].

Існують два підходи до статистичного аналізу корозійних пошкоджень технологічного устаткування і трубопроводів. По-перше, необхідно з'ясувати, якому статистичному розподілу належить даний корозійний процес. По-друге, встановлюють максимальний термін дії трубопроводу до виходу його з ладу через корозійні ушкодження.

У закордонних джерелах наведені закони розподілу відповідних даних стосовно корозійного експерименту [50, 92]:

1) нормальному розподілу повинні підпорядковуватись наступні параметри: потенціал макрогальванопари (відносно піттингової або щілинної корозії), глибина щілинної корозії, загальна втрата маси металу внаслідок корозії;

2) нормальному логарифмічному розподілу – термін дії до моменту корозійного розтріскування, інкубаційний період до виникнення щілинної корозії;

3) пуасонівському розподілу - двомірний розподіл числа піттингів;

4) експоненціальному згладжуванню – інкубаційний період зародження піттингів, термін служби до руйнування, зумовленого водневим процесом. Щоб встановити максимальний термін дії, необхідно провести статистичний аналіз екстремальних значень корозійних показників. При цьому, можливі такі закони розподілу:

-двомірний експоненціальний розподіл для максимальних значень –

максимальна глибина піттингів;

-розподіл Вейбулла для мінімальних значень (термін дії до настання корозійного розтріскування).

Вибір даних експерименту або екстремальних значень показників для статистичного аналізу залежить від мети (аналізу значення об'єкта) і від переліку параметрів процесу корозії.

Проте, якщо аналізують екстремальні значення показників, спочатку визначають статистичні характеристики всіх зібраних даних, а потім проводять статистичне опрацювання їхніх екстремальних значень, тому що вибірка з них і сама вихідна сукупність повинні підпорядковуватися єдиному закону розподілу. Наприклад, у випадку двомірного експоненціального розподілу вихідна сукупність повинна бути описана експоненціальною функцією розподілу або подана у вигляді степеневого ряду.

Дані про корозію технологічного устаткування найчастіше усього зустрічаються двох видів [5, 37]:

- 1) дані про корозійні ушкодження у визначений момент часу;
- 2) дані про час, необхідний для досягнення певного параметра корозії.

До даних першого виду відносяться:

- глибина проникнення корозії (при локальній або рівномірній корозії);
- залишкова товщина ушкодженої корозією металоконструкції;
- довжина тріщини при корозійному розтріскуванні.

В перелік даних другого виду входять:

- час до досягнення показниками корозії певних значень;
- час до зародження піттингів;
- час до появи наскрізних отворів;
- час до зруйнування, зумовленого корозійним розтріскуванням.

Перераховані дані вибирають у залежності: від стану корозії в даний момент часу; картини зміни показників у часі; зручності використання в

реальних умовах (наприклад, на нафтопромислах); конкретної мети статистичного аналізу.

У якості тимчасового показника [83] беруть час до відмови устаткування або трубопроводу, який називають розподілом терміну дії (наприклад, термін дії до руйнування матеріалу або час до зародження наскрізних отворів). При цьому вважають, що такі дані відображають мінімальні значення якогось розподілу вихідної сукупності, і опрацьовують їх за допомогою вейбуловського розподілу мінімальних значень.

У випадку, коли неясно, яку величину варто брати за параметр оцінки корозійних пошкоджень устаткування, збирають декілька видів даних одночасно.

При статистичному аналізі екстремальних значень необхідно класифікувати генеральну сукупність так, щоб забезпечити однозначний розподіл. Для цього необхідно скласти опис певних параметрів для їхньої подальшої класифікації [82].

Для корозійного процесу необхідно мати такий опис:

1. Стан процесу. З'ясовують вид корозії (рівномірна або локальна). Піттинги можна розділити на декілька типів за формою (наприклад, дрібні крапкові отвори і неглибокі піттинги). У ряді випадків вивчають різноманітні причини виникнення корозійних ушкоджень, що важливо для наступного аналізу. Необхідно також проведення детального аналізу стану ушкодженої корозією поверхні (наприклад, опис діаметрів піттингів і їхніх глибин).

2. Залежність від навколишнього середовища. Параметрами, що значно впливають на корозію є: кількість розчиненого в середовищі кисню,  $pH$ , концентрація в ньому іонів хлору, швидкість руху потоку, корозійні відкладення. Точний опис параметрів навколишнього середовища дозволяє з високою достовірністю оцінювати механізм корозії після проведення статистичного аналізу.

3. Час експлуатації устаткування або трубопроводу. Для коректного прогнозування терміну дії металоконструкцій і обґрунтованого статистичного аналізу необхідно мати точний графік періодів його експлуатації.

4. Вихідні матеріали. Складають опис даних про марки, хімічний склад і фізико-механічні властивості матеріалів устаткування і трубопроводів.

Бажано додати й опис інших чинників, що мають вплив на корозію, оскільки однією з основних цілей статистичного аналізу є встановлення залежності швидкості корозії від багатьох чинників [83].

Порядок оцінки корозійних ушкоджень устаткування і трубопроводів встановлюється із застосуванням блок-схеми (рис.2.8).

При проведенні статистичного аналізу екстремальних значень зручніше користуватися таким алгоритмом:

1) упорядкування таблиці екстремальних значень (можливе прогнозування терміну дії при наявності даних про корозію, визначених у різні моменти часу);

2) вибір розподілу, що застосовується:

а) гіпотетичний вибір розподілу (так, вейбуловський розподіл мінімальних значень теоретично виводять із моделі найбільш слабкої ланки);

б) аналоговий вибір розподілу (двомірний експоненціальний розподіл);

3) аналіз графіка, за яким вибирають екстремальні значення;

4) визначення запропонованої кривої;

5) визначення періоду тимчасового ряду;

6) прогнозування максимального або мінімального значення корозії методом екстраполяції.

Для визначення розподілу максимальних і мінімальних значень використовують алгоритм:

1) вибір конкретного параметра оцінки корозійних пошкоджень;



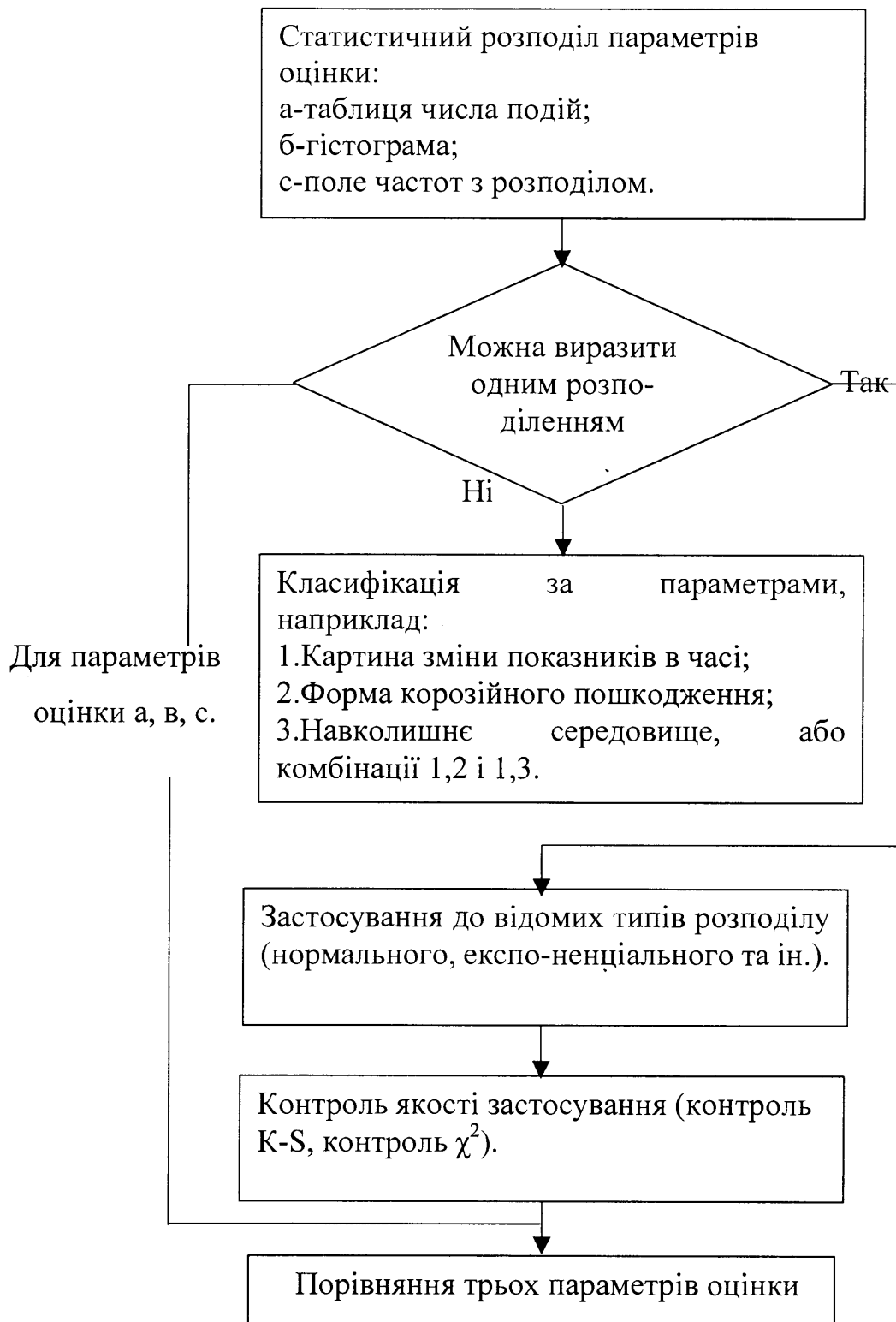


Рис.2.8. Блок-схема оцінки корозійних пошкоджень устаткування і трубопроводів

2) класифікація вихідної сукупності;

3) вибір правильної одиничної групи даних для визначення екстремального значення;

4) вибір максимального або мінімального значення з відповідної одиничної групи даних.

Таким чином, складають таблицю екстремальних значень.

Для таких параметрів корозії, як глибина піттингів, розмір корозії і швидкість корозії, важливим є максимальне значення, у той час як для залишкової товщини і часу до зруйнування – мінімальне значення.

Відомі три типи розподілів максимальних і мінімальних значень, з яких для корозійних процесів застосовують перший і третій розподіли.

Кількісно статистичний розподіл виражається у вигляді кумулятивної відносної частоти  $F(x)$  або можливої густини  $f(x)$ . Функція  $F(x)$  має

$$\text{вигляд: } F(x) = \int_0^x f(x) dx.$$

Перейдемо до нормованої випадкової величини:  $y = \frac{x - \lambda}{\alpha}$ ,

де  $\lambda$ -параметр положення, часткове значення для двомірного експоненціального розподілу;

$$\alpha (> 0) \text{-параметр масштабу; } \alpha = \frac{\sqrt{\sigma}}{\pi} \sigma,$$

де  $\sigma$ -стандартне відхилення для двомірного експоненціального розподілу.

Для першого асимптотичного розподілу (двомірного експоненціального розподілу) використовують такі вирази:

$$F_{(-1)}(x) = 1 - \exp(-\exp(y));$$

-розподіл мінімальних значень:

$$f_{(-1)}(x) = \frac{1}{\alpha} \exp(y - \exp(y));$$

$$F_{(1)}(x) = \exp(-\exp(-y));$$

-розподіл максимальних значень:

$$f_{(1)}(x) = \frac{1}{\alpha} \exp(-y - \exp(-y));$$

-розподіл мінімальних значень (вейбулловський):

$$F_{(-1)}(x) = 1 - \exp(-y^\beta);$$

$$f_{(-1)}(x) = \frac{\beta}{\alpha} y^{(\beta-1)} \exp(-y^\beta);$$

-розподіл максимальних значень (вейбулловський):

$$F_{(1)}(x) = \exp(-(-y)^\beta);$$

$$f_{(1)}(x) = \frac{1}{\alpha(\lambda - \ln x)} \exp\left(\frac{\ln x - \lambda}{\alpha} - \exp\left(-\frac{\ln x - \lambda}{\alpha}\right)\right).$$

Екстремальні значення першого асимптотичного розподілу підпорядковуються йому, якщо вихідним розподілом є одне із значень експоненціального типу: експоненціальне, нормальне або нормальне логарифмічне.

Для третього асимптотичного розподілу мінімальних значень використовують вейбулловський розподіл. Теоретично він виводиться з моделі найбільш слабкої ланки. Цей розподіл використовують при статистичному опрацюванні тимчасових даних, наприклад, даних про терміни служби устаткування і трубопроводів.

Якщо порівняти описані розподіли, то перший з них виражається через два параметри  $-\lambda$  і  $\alpha$ ; третій через три параметри  $-\lambda, \alpha, \beta$ . Третій асимптотичний розподіл має велику степінь вільності. Тому рекомендують спочатку застосовувати перший, а потім третій розподіл, якщо перший не задовольняє дану постановку задачі.

Одна з особливостей двомірного експоненціального розподілу полягає в тому, що він залежить від числа спостережень [83]. В міру його збільшення зростає можливість наявності максимального значення. Очевидно, що відносна кумулятивна частота  $F(x)$  в двомірному експоненціальному розподілі прямо пропорційно залежить від числа

спостережень, тобто експериментальних даних.

Період тимчасового ряду в двомірному експоненціальному розподілі означає середнє число спостережень на одноразове виникнення явищ з відносною кумулятивною частотою  $F(x)$  і виражається формулою:

$$T = \frac{1}{F_{(1)}(x)}.$$

Для розподілу мінімальних значень маємо:  $T = \frac{1}{F_{(-1)}(x)}$ ,

( $F$  і  $T$  знаходяться у взаємно однозначній відповідності).

У випадку, коли обрані значення необхідно екстраполювати,  $T$  є числом спостережень, необхідних для дослідження, тому має вигляд:

$$T = \frac{\text{Загальна кількість наглядів}}{\text{Вибірка, з якої взято одне дослідне значення}}$$

Якщо проводять статистичний аналіз екстремальних значень, то спочатку аналізують всі значення і визначають одиницю сукупності, із котрої потрібно вибрати екстремальне значення. З обраної одиничної групи беруть максимальне значення. Всі значення параметра записують в послідовний ряд зростання або спадання [84].

Сучасний рівень розвитку електронно-обчислювальної техніки і відповідного програмного забезпечення відкривається можливість застосування багатьох фрагментарних емпіричних спостережень та їх комбінацій, які заносять у банк даних і зберігають в пам'яті ЕОМ. Так, у Німеччині [43] з цією метою створена експертна система CORROS, провідні фахівці якої досліджують корозію металів у водяних електролітах. Консультації, що надаються ними, дозволяють фахівцям різних фірм, що займаються проектуванням, виготовленням або експлуатацією обладнання в даних умовах своєчасно розробити систему антикорозійних заходів. Банк даних постійно коректується з урахуванням результатів аналізу причин відмов устаткування внаслідок корозії, а також проведених лабораторних

досліджень.

Як показує практика і досвід використання методів статистичного аналізу експериментальних даних, такий підхід до даної проблеми дозволяє достатньо точно прогнозувати основні параметри корозійних процесів з мінімальними матеріальними витратами.

### **ВИСНОВКИ:**

1. На основі проведених лабораторних досліджень встановлено кількісний вплив тиску і кислотності середовища на характер корозійного процесу. При інших ідентичних умовах збільшення тиску і водневого показника призводить до інтенсифікації процесу корозії. Тому вказані параметри слід врахувати при виборі методів протикорозійного захисту.
2. Результати експериментальних досліджень дозволили підтвердити допустиме значення концентрації сірководню в природньому газі  $C_{H_2S} = 20 \text{ мг/м}^3$ , при якій сірководнева корозія труб практично відсутня.
3. Розроблено метод прогнозування швидкості корозії, що базується на аналізі показників корозійної активності середовища методами математичної статистики, який дозволяє достатньо точно прогнозувати корозійну небезпеку при мінімальних матеріальних витратах.
4. Проведені теоретичні дослідження корозійних агресій при русі газорідних сумішей в трубопроводах для умов Локачинського газового родовища. В результаті побудовано поляризаційні криві та встановлено залежності швидкості корозії від концентрації сірководню в газорідній суміші.

### РОЗДІЛ 3

## ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ЗМІШУВАННЯ ГАЗІВ В МАГІСТРАЛЬНОМУ ГАЗОПРОВІДІ

При розробці і експлуатації малих газових родовищ проблема збору і транспортування видобутого газу полягає у надзвичайній розгалуженості транспортної магістралі [97]. Найбільш економічно вигідним варіантом є подача видобутого газу в існуючий магістральний газопровід і подальший його транспорт в потоці перекачаного по магістралі газу. Однак, в ряді випадків газ, видобутий з малого родовища, може містити домішки сірководню. Тому зразу ж виникає проблема захисту не тільки промислового обладнання від сірководневої корозії, але й захисту магістрального газопроводу, в який подається видобутий газ [24].

Очистка видобутого газу від сірководневих домішок в межах промислу економічно і екологічно недоцільна. При невеликих запасах родовища проектування і спорудження установки для очистки газу від сірководню (з подальшою його утилізацією) суттєво збільшить собівартість видобутку. Окрім того, через певний час експлуатації мале родовище повністю виснажитья і комплекс очищувального газового обладнання стане непотрібним. Відмова від утилізації сірководню призведе до забруднення атмосфери з можливістю випадання кислих дощів. Тому найбільш економічно вигідним варіантом збору і транспортування видобутого газу з малих родовищ була б його подача в магістральний газопровід без очистки від сірководню.

Дослідженню змішування газів в трубопроводах присвячено ряд праць вітчизняних і зарубіжних науковців. Серед них, в першу чергу, слід відмітити роботи Нечваля М.В. [67], Федорова Т.Г. [89]. Значний внесок у вивчення процесу змішування газів зробили Фролов К.Д. [63, 79] і Середюк М.Д. [79, 80]. В наведених літературних джерелах ставиться задача дослідження

процесу змішування газів в трубопроводі при їх послідовному перекачуванні, одержано залежності для визначення ефективного коефіцієнта дифузії та об'єму утвореної суміші, досліджено розподіл концентрації кожного з газів по довжині зони суміші.

Однак, одержаними результатами не можна скористатися при шляховій підкачці сірководневого газу в магістральний газопровід. Тут, в першу чергу, викликає інтерес нестационарний процес змішування газів в магістралі, починаючи з моменту ввімкнення підкачки. На основі досліджень характеру цього процесу необхідно оцінити довжину зони змішування газів від місця підкачки до перерізу, де концентрація стане рівноважною. В межах цієї зони миттєва концентрація сірководневого газу в суміші може перевищувати допустиму границю. Тому довжину магістралі в межах зони змішування необхідно захищати від корозійного впливу сірководню [25].

### 3.1 Математична модель процесу змішування газів в газопроводі

Основною умовою запобігання сірководневій корозії в магістральному газопроводі при підкачці сірководневого газу є умова неперевіщення концентрації в газовій суміші вище допустимої величини, тобто:

$$c(x, t) \leq [c]. \quad (3.1)$$

Якщо відома масова витрата газу по магістралі  $M_m$  і масова витрата видобутого газу  $M_g$  з концентрацією в ньому сірководню  $C_g$ , то рівноважна масова концентрація сірководню в суміші газів складе:

$$C = \frac{M_g \cdot C_g}{M_m + M_g}. \quad (3.2)$$

Тоді з умови (3.1) можна визначити максимально можливу подачу видобутого газу в магістраль, при якій не спостерігається сірководнева корозія труб:

$$M_{\text{в}} \leq \frac{M_{\text{м}}}{\frac{C_{\text{в}}}{[C]} - 1}. \quad (3.3)$$

Виконання нерівності (3.3) гарантує захист труб від сірководневої корозії для умов стаціонарного руху газу в магістралі. Однак, в момент вмикання підкачки в магістралі спостерігатиметься нестационарний процес, в результаті якого в певні моменти часу на деякій віддалі від врізки відводу умова (3.1) може порушуватись. Тоді треба визначити максимальну довжину зони змішування газів в магістралі з тим, щоб вжити відповідних заходів по запобіганню сірководневій корозії труб.

З цією метою проведено моделювання нестационарного процесу в магістральному газопроводі, зумовленого зосередженою підкачкою газу. Загальна математична модель газодинамічного процесу в магістральному газопроводі побудована при наступних припущеннях:

- масова витрата видобутого газу мала у порівнянні з масовою витратою газу в магістралі, в зв'язку з чим можна використати лінеаризовану модель нестационарного процесу і прийняти лінійним початковий (стаціонарний) розподіл тиску в магістралі ;

- очистка газу на початку і в кінці газопроводу змінюються стрибкоподібно від початкових стаціонарних значень  $P_{\text{но}}$  і  $P_{\text{ко}}$  до нових стаціонарних значень  $P_{\text{н}}$  і  $P_{\text{к}}$  ;

- газодинамічний процес в магістральному газопроводі вважається ізотермічним з середньою осередненою температурою  $T_{\text{ср}}$ ;

- вмикання підкачки газу не впливає на величину коефіцієнта гідравлічного опору магістралі.



В основу математичної моделі покладено рівняння руху і нерозривності газового потоку з урахуванням шляхової підкачки газу. Вказані рівняння мають вигляд:

$$\begin{cases} \frac{\partial \rho}{\partial x} + 2a(\rho\omega) = 0 \\ \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial x} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{m(x,t)}{F} = 0 \end{cases}, \quad (3.4)$$

де:  $p$ -тиск;  $\rho$ -густина газу;  $\omega$ -лінійна швидкість газу;  $c$ -швидкість звуку в газі;  $F=(\pi d^2/4)$ -площа перерізу трубопроводу;  $m_n$ -масова витрата підкачуваного газу;  $2a$ -коефіцієнт лінеаризації [71]:

$$2a = \frac{\lambda\omega}{2d};$$

$x$ -лінійна координата;  $t$ -час;  $d$ -внутрішній діаметр магістралі.

Згідно з початковою задачею розв'язок рівняння (3.4) шукаємо за наступних початкових і граничних умов:

-до початку вмикання підкачки ( $t=0$ ) газопровід працював в стаціонарному режимі, тобто:

$$P(x,0) = P_{но} - \frac{P_{но} - P_{ко}}{L} x;$$

-після ввимикання підкачки ( $t \geq 0$ ) на кінцях газопроводу підтримуються нові сталі тиски:

$$P(0,t) = P_H \quad P(L,t) = P_K.$$

Диференціюючи рівняння системи (3.4) по лінійній координаті  $x$ , одержимо:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + 2a \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial x} = 0. \quad (3.5)$$

Розв'язуючи сумісно (3.5) з другим рівнянням (3.4), матимемо рівняння:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = x \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{2a}{F} m(x,t), \quad (3.6)$$

де  $x = \frac{c^2}{2a}$ ;  $F = \frac{\pi d^2}{4}$  -площа поперечного перерізу газопроводу.

В рівнянні (3.6) величину  $m(x,t)$  слід розуміти як рівномірно розподілену підкачку газу в магістраль з загальною масовою витратою  $m$ . Якщо підкачка здійснюється не по всій довжині магістралі, а на відрізку від лінійної координати  $x_1$  до лінійної координати  $x_2$ , то рівняння (3.6) матиме вигляд:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{x} \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{2a}{F} \frac{m(x,t)}{x_2 - x_1} [\sigma(x - x_2)], \quad (3.7)$$

де  $\sigma(x - x_i)$  -одиничні функції Хевісоїда, яким притаманні наступні властивості:

$$\sigma(x - x_i) = \begin{cases} 1 & \text{при } x - x_i > 0 \\ 0 & \text{при } x - x_i \leq 0 \end{cases}.$$

Щоб перейти до зосередженої підкачки газу в точці  $x_i$ , необхідно звужити відрізок  $\Delta x = x_2 - x_1$  до точки, тобто:

$$\lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\sigma(x - x_1) - \sigma[(x - x_1) - \Delta x]}{\Delta x} = \delta(x - x_1), \quad (3.8)$$

де  $\delta(x - x_1)$  -  $\delta$  - функція Дірака, яка має такі властивості:

$$\delta(x - x_1) = \begin{cases} 0 & \text{при } x \neq x_1 \\ \infty & \text{при } x = x_1 \end{cases};$$

$$\int_{x_0}^{x_2} \delta(x - x_1) dx = \begin{cases} 1 & \text{якщо } x_1 \text{ всередині } (x_0, x_2) \\ 0 & \text{якщо } x_1 \text{ зовні } (x_0, x_2) \end{cases};$$

$$\int_{x_0}^{x_2} f(x) \delta(x - x_1) dx = \{f(x_1) \text{ якщо } x_1 \text{ всередині } (x_0, x_2)$$

З урахуванням (3.8) рівняння (3.6) матиме вигляд:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{x} \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{2a}{F} m \delta(x - x_1). \quad (3.9)$$

Отже, для з'ясування розподілу газодинамічних параметрів в магістральному газопроводі по довжині і в часі слід для рівняння (3.9) поставити наступну крайову задачу: знайти розв'язок  $P(x,t)$  для  $0 \leq x \leq L$ ;  $0 \leq t < \infty$  за умов:

$$\begin{aligned} t=0 \quad p(x,0) &= p_{no} - \frac{p_{no} - p_{ko}}{L} x \\ t>0 \quad p(0,t) &= p_n; \quad p(L,t) = p_k \end{aligned} \quad (3.10)$$

Для реалізації задачі використаємо синус-перетворення Фур'є. Для цього помножимо (3.9) на  $\frac{2}{L} \sin \frac{\pi n x}{L} dx$  і проінтегруємо в межах від 0 до  $L$ .

Введемо позначення:

$$p_n = \frac{2}{L} \int_0^L p(x,t) \sin \frac{\pi n x}{L} dx. \quad (3.11)$$

Тоді:

$$\begin{aligned} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \sin \frac{\pi n x}{L} dx &= \frac{2}{L} \left[ \frac{\partial p}{\partial x} \sin \frac{\pi n x}{L} \Big|_0^L - \frac{\pi n x}{L} \int_0^L \frac{\partial p}{\partial x} \cos \frac{\pi n x}{L} dx \right] = -\frac{2}{L} \frac{\pi n}{L} \left[ p \cos \frac{\pi n x}{L} \Big|_0^L + \frac{\pi n}{L} \int_0^L p \sin \frac{\pi n x}{L} dx \right] = \\ &= -\frac{2\pi n}{L^2} [p_k (-1)^n - p_n] - \left( \frac{\pi n}{L} \right)^2 p_n; \\ \frac{1}{x} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial p}{\partial t} \sin \frac{\pi n x}{L} dx &= \frac{1}{x} \frac{\partial}{\partial t} \left[ \frac{2}{L} \int_0^L p \sin \frac{\pi n x}{L} dx \right] = \frac{1}{x} \frac{dp_n}{dt}; \\ \frac{2}{L} \int_0^L \sin \frac{\pi n x}{L} \delta(x - x_1) dx &= \frac{2}{L} \sin \frac{\pi n x_1}{L}. \end{aligned}$$

Тепер на основі (3.9) з урахуванням одержаних перетворень матимемо:

$$\frac{dp_n}{dt} + \frac{1}{x} \left( \frac{\pi n}{L} \right)^2 p_n = \frac{c^2 n \pi}{al^2} [(-1)^{n-1} p_k + p_n] - \frac{2c^2 m}{FL} \sin \frac{\pi n x_1}{L}. \quad (3.12)$$

Початкова умова перетвориться до вигляду:

$$p_n = \frac{2}{L} \int_0^L p(0,x) \sin \frac{\pi n x}{L} dx = \frac{2}{\pi n} [p_{no} [(-1)^{n-1} + 1] - (p_{no} - p_{ko}) (-1)^n] = p_{no}. \quad (3.13)$$

Інтегруючи (3.12) при початковій умові (3.13), одержимо:

$$p_n = \frac{2}{\pi n} [(-1)^{n-1} p_k + p_n] - \frac{4aml}{F\pi^2 n} \sin \frac{\pi n x_1}{L} + c_n \exp \left[ -\frac{1}{x} \left( \frac{\pi n}{L} \right)^2 t \right], \quad (3.14)$$

$$\text{де } c_n = p_{no} - \frac{2}{\pi n} \left( (-1)^{n-1} p_k + p_n \right) + \frac{4aml}{F\pi^2 n^2} \sin \frac{\pi n x_1}{L}.$$

Щоб перейти від синус-перетворення до оригіналу, використаємо залежність:

$$p(x,t) = \sum_{n=1}^{\infty} p_n \sin \frac{\pi n x}{L}. \quad (3.15)$$

Врахуємо, що:

$$\sum_{m=1}^{\infty} \frac{\sin kx}{k} = \frac{\pi - x}{2}; \quad \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{\sin kx}{k} = \frac{x}{2};$$

$$\sum_{n=1}^{\infty} \frac{\cos \left[ \pi n \frac{x_1 - x}{L} \right] - \cos \frac{\pi n (x_1 + x)}{L}}{\pi^2 n^2} = \left\{ \begin{array}{l} \frac{x(L - x_1)}{L^2} \quad \text{при } x < x_1 \\ \frac{x_1(L - x)}{L^2} \quad \text{при } x > x_1 \end{array} \right\};$$

$$p_{n,t=0} = \frac{2}{L} \int_0^L p(0,x) \sin \frac{\pi n x}{L} dx = \frac{2}{L} \left[ \int_0^L p_{no} \sin \frac{\pi n x}{L} dx - \int_0^L \frac{p_{no} - p_{ko}}{L} x \sin \frac{\pi n x}{L} dx \right];$$

$$p_{no} \frac{2}{L} \int_0^L \sin \frac{\pi n x}{L} dx \cdot \frac{L}{\pi n} \cdot \frac{2}{L} p_{no} \cos \frac{\pi n x}{L} \Big|_0^L = \frac{2}{\pi n} [(-1)^{n-1} + 1] p_{no}.$$

Приймаємо, що  $A = \frac{p_{no} - p_{ko}}{L}$ , тоді:

$$\frac{2}{L} A \int_0^L x \sin \frac{\pi n x}{L} dx = \frac{2}{L} A \left| \begin{array}{l} u = x, du = dx, \\ \sin \frac{\pi n x}{L} dx = dV, V = -\frac{L}{\pi n} \cos \frac{\pi n x}{L} \end{array} \right. dx =$$

$$= -\frac{2A}{L} \left[ -\frac{xL}{\pi n} \cos \frac{\pi n x}{L} \Big|_0^L + \frac{L}{\pi n} \int_0^L \cos \frac{\pi n x}{L} dx \right] = -\frac{2A}{L} \left[ -\frac{xL}{\pi n} \cos \frac{\pi n x}{L} \Big|_0^L + \int_0^L \cos \frac{\pi n x}{L} dx \right] =$$

$$= -\frac{2A}{L} \frac{L^2}{\pi n} (-1)^n;$$

$$p_{n,t=0} = \frac{2}{\pi n} p_{no} [(-1)^{n-1} + 1] - \frac{2(p_{no} - p_{ko})}{\pi n} (-1)^n.$$

Після нескладних перетворень для  $p(x,t)$  одержимо:

$$p(x,t) = p_n - \frac{p_n - p_k}{L} x - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2}{\pi n} \left\{ [p_{no} - p_{ko} (-1)^n] - [p_n - (-1)^{n-1} p_k] + \frac{4amL}{F\pi^2 n^2} \sin \frac{\pi n x}{L} \right\} \times \\ \times \exp \left( -\frac{\pi^2 n^2 x t}{L^2} \right) - \frac{2am}{F} \left\{ \begin{array}{l} \frac{x(L - x_1)}{L} \quad \text{при } x < x_1 \\ \frac{x_1(L - x)}{L} \quad \text{при } x > x_1 \end{array} \right\}. \quad (3.16)$$

Щоб одержати масову витрату як функцію лінійної координати і часу, скористаємося першим рівнянням системи (3.4). Звідки:

$$M(x, t) = -\frac{F}{2a} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (3.17)$$

Використовуючи залежність  $p(x, t)$  у вигляді (3.16) після диференціювання і нескладних перетворень, одержимо:

$$M(x, t) = \frac{\pi d^3}{2\lambda \varpi} \left\{ \frac{p_u - p_k}{L} - \frac{\pi}{L} \sum_{n=1}^{\infty} [p_{no} - (-1)^n p_{ko} - p_k - (-1)^{n-1} k] + \frac{4amL}{F\pi^2 n^2} \sin \frac{\pi x}{L} \right\} \times \\ \times \cos \frac{\pi x}{L} e^{-\frac{\pi^2 n^2 x t}{L^2}} + m \left\{ \begin{array}{l} \frac{L-x_1}{L} \quad \text{при } x < x_1 \\ -\frac{x}{L} \quad \text{при } x > x_1 \end{array} \right\}. \quad (3.18)$$

Тепер концентрація сірководневого газу в магістральному газопроводі після вмикання підкачки може бути знайдена із залежності:

$$c(x, t) = \frac{m}{M(x, t)}, \quad (3.19)$$

де  $m$ -масова витрата сірководневого газу, яку вважаємо сталою в часі.

Щоб перейти до концентрації сірководню в газі, що транспортується по магістралі, слід використати залежність:

$$c_i(x, t) = c(x, t)c_{sn}, \quad (3.20)$$

де  $c_{sn}$  -концентрація сірководню в сірководневому газі.

На основі одержаних залежностей і співвідношень розроблено методику і алгоритмічне забезпечення для розрахунку вмісту сірководню в газовій суміші. Результати проведених обчислень дозволяють провести аналіз впливу різних факторів на розподіл концентрації сірководню в потоці газу в магістральному газопроводі після підкачки.

### 3.2 Результати реалізації математичної моделі і їхній аналіз

З фізичної точки зору найвища концентрація сірководневого газу в суміші, що утворюється в магістралі, спостерігається в точці під'єднання підкачки. В подальшому при зростанні лінійної координати, тобто по мірі віддалення від точки підкачки, концентрація поступово зменшується і асимптотично наближається до рівноважної, що визначається залежністю (3.2). На часовому проміжку найвища концентрація сірководневого газу спостерігається в момент вмикання підкачки і з плином часу зменшується.

Вказані фізичні процеси описуються розробленими математичними моделями і можуть бути відтворені для різних технологічних умов [81,93].

Основною задачею моделювання для нашого випадку є визначення довжини зони змішування, на якій концентрація сірководню в потоці газу може в певні моменти часу перевищувати допустиму, і оцінка впливу конструктивних і технологічних параметрів газопроводу на її величину (тобто на процес змішування).

Серед конструктивних параметрів газопроводу, які мають вплив на довжину небезпечної зони змішування (тобто довжину такої зони, на якій концентрація сірководню може в певні моменти часу перевищити допустиму), розглядалися внутрішній діаметр, загальна довжина магістралі та відносна віддаль по магістралі від початку до точки підкачки. До технологічних параметрів, що мають вплив на довжину небезпечної зони змішування, віднесемо тиск і температуру в газопроводі та відносну густину перекачуваного по магістралі газу після підкачки. Для реалізації поставленої задачі розроблено програмний комплекс, що наведений в додатку Б.

Використання розробленого програмного забезпечення для різних умов дозволило одержати результати, на основі яких побудовано графіки залежності концентрації сірководневого газу в магістралі від лінійної

допустимою концентрацією сірководню в транспортованому газі на основі залежності (3.20).

Точка перетину горизонтальної лінії, що відповідає цій концентрації, з відповідним графіком дає змогу визначити довжину небезпечної зони змішування за даних умов. Таким чином, були побудовані залежності довжини небезпечної зони змішування від перелічених конструктивних і технологічних параметрів. Ці залежності у вигляді графіків наведено на рис.3.2.

Аналіз одержаних графічних залежностей дозволив оцінити вплив різних факторів на довжину зони змішування, яка підлягає захисту від сірководневої корозії. Встановлено, що в залежності від умов процесу довжина зони змішування може коливатись в межах від 8 м до 22 м, час змішування від моменту ввімкнення підкачки лежить в межах 2 – 5 с.

З технологічних параметрів режиму найбільший вплив на довжину зони змішування має температура. При збільшенні температури з 280 К до 300 К (тобто в 1,07 рази) довжина зони змішування зменшується в 2,37 рази. З фізичної точки зору це пояснюється тим, що збільшення температури призводить до збільшення внутрішньої енергії газу, тобто до збільшення швидкості переміщення молекул, що значно інтенсифікує дифузійні процеси.

Тиск на довжину зони змішування майже не впливає. Так, збільшення тиску в 1,1 рази призводить до збільшення довжини зони змішування в 1,03 рази.

Серед конструктивних параметрів газопроводів вплив на довжину зони змішування має відносна координата точки підкачки і діаметр газопроводу.

При переміщенні відносної координати точки підкачки від  $\frac{X}{L}=0,1$  до  $\frac{X}{L}=0,9$

довжина зони змішування зростає в 1,92 рази.

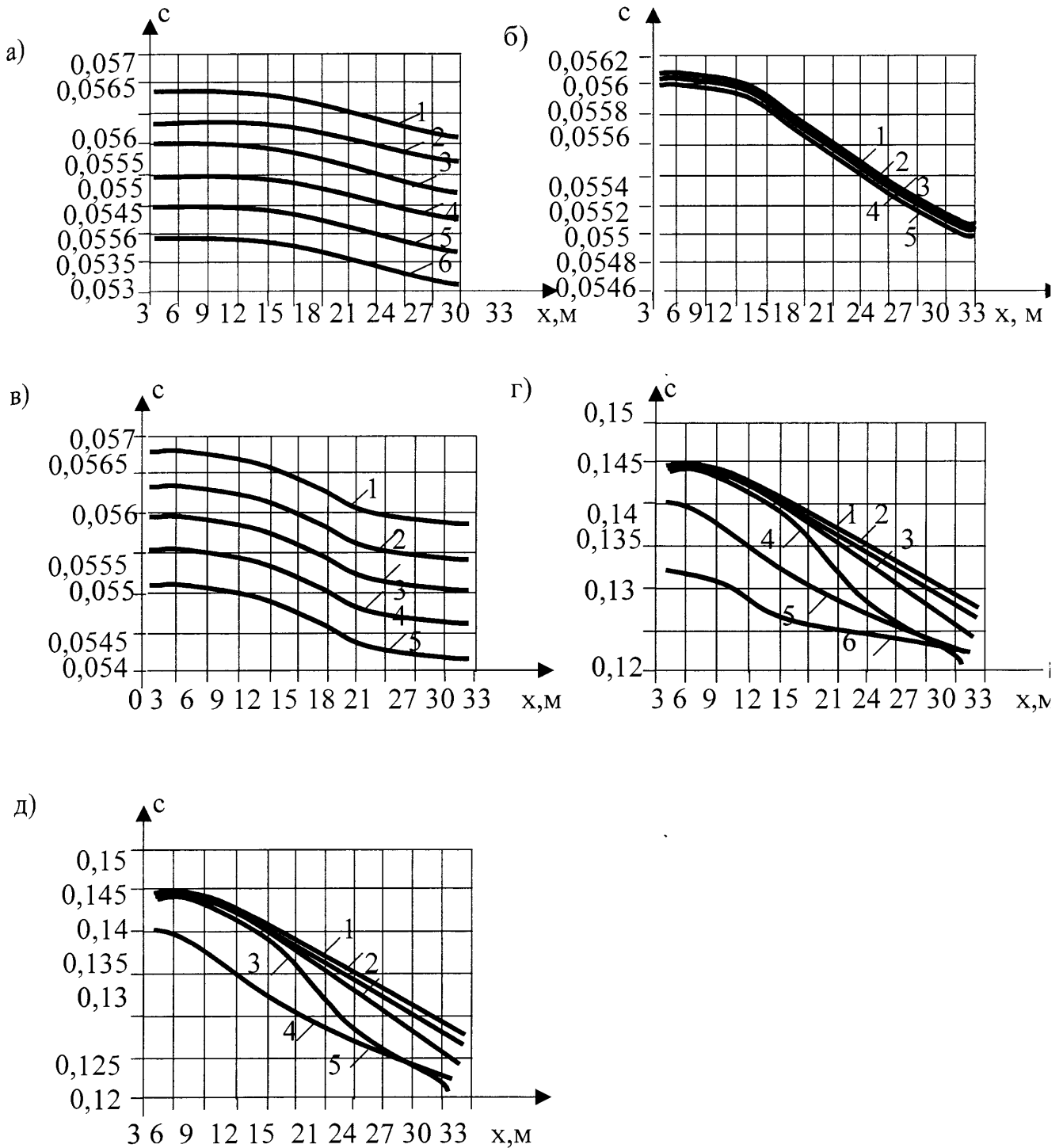


Рис.3.1. Графіки залежності концентрації сірководневого газу в магістралі від: а) середньої температури ( 1- $T=280$  К, 2- $T=290$  К, 3- $T=300$  К, 4- $T=310$  К, 5- $T=320$  К, 6- $T=330$  К); б) внутрішнього діаметру магістралі ( 1- $D=700$ мм, 2- $D=800$  мм, 3-  $D=1000$ мм, 4-  $D=1200$ мм, 5-  $D=1400$ мм); в) відносної густини газу ( 1- $\Delta=0,5$ , 2-  $\Delta=0,55$ , 3-  $\Delta=0,6$ , 4-  $\Delta=0,65$ , 5-  $\Delta=0,7$ ); г) віддалі до точки підкачки (1- $L=60$ м, 2-  $L=80$ м, 3-  $L=100$ м, 4-  $L=120$ м, 5-  $L=140$ м, 6-  $L=150$ м); д) початкового тиску (1- $p=75$  ата, 2-  $p=70$  ата, 3-  $p=60$  ата, 4-  $p=55$  ата, 5-  $p=53$  ата).



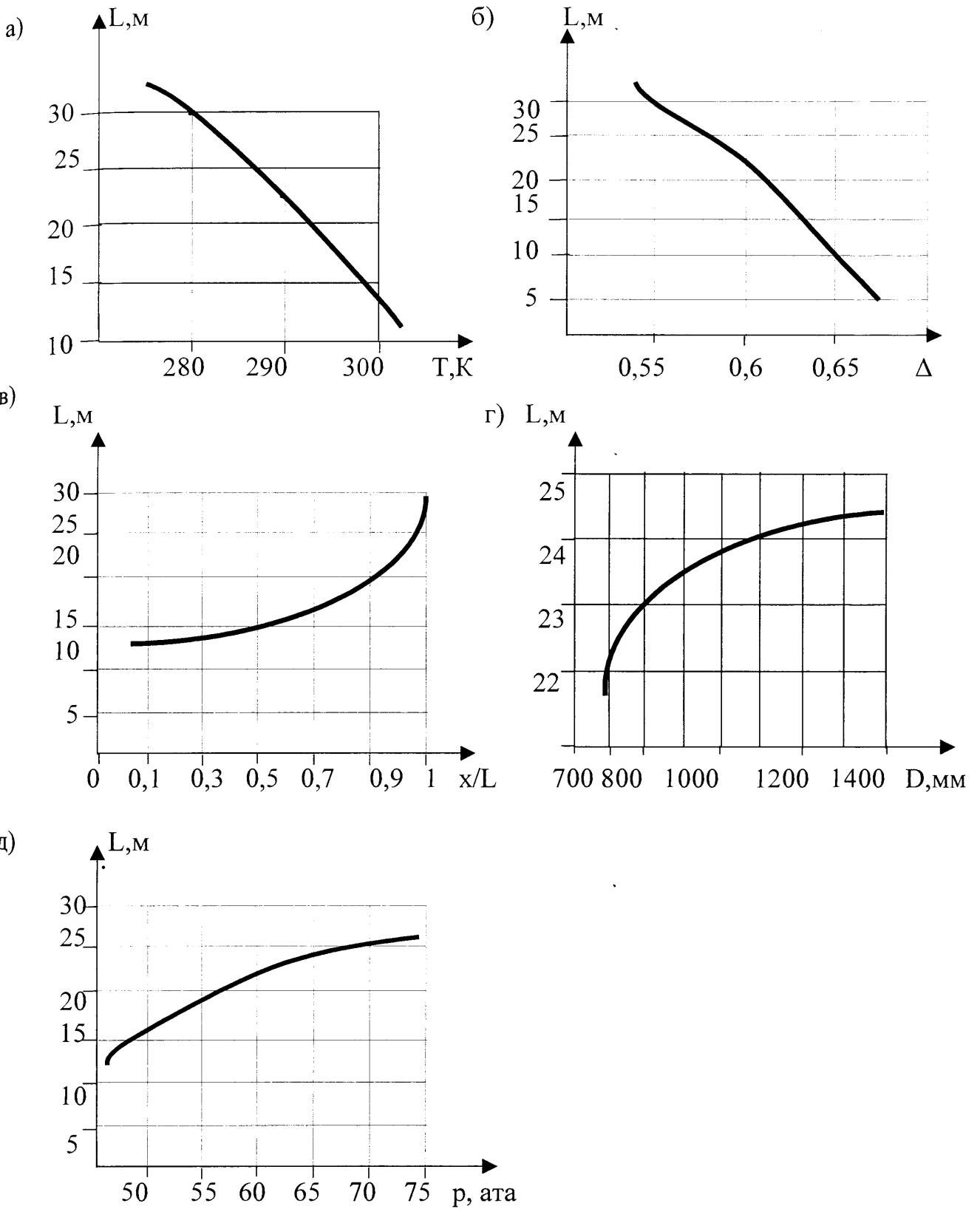


Рис.3.2. Графічні залежності довжини небезпечної зони змішування від: а) середньої температури; б) відносної густини газу; в) відносної довжини; г) внутрішнього діаметра магістралі; д) початкового тиску.

Збільшення внутрішнього діаметра газопроводу також призводить до збільшення довжини зони змішування. При зміні діаметра від 700 до 1400 мм (тобто в 2 рази ) довжина зони змішування збільшується в 1,1 рази.

### 3.3 Дослідження процесу змішування газів в складних газотранспортних системах

Основною метою системи збору і транспорту сірководневого газу малих родовищ є забезпечення надійного функціонування магістрального газопроводу, в який перекачується видобутий газ. Оскільки сірководнева корозія призводить до зменшення реальної товщини стінки магістрального газопроводу, появи пітінгів та інших ушкоджень, то виникає проблема заміни пошкодженої ділянки магістралі, що зумовлює додаткові витрати на ремонт і витрати, пов'язані із зупинкою магістрального газопроводу. Прибуток від реалізації видобутого газу може бути меншим від сумарних витрат, спричинених сірководневою корозією магістралі. Тому питання надійності захисту небезпечної зони змішування газів в магістралі є одним з основних в системі збору і транспорту видобутого газу [67].

Надійний захист магістралі можна здійснювати за рахунок нанесення антикорозійного покриття на внутрішню поверхню стінок трубопроводу в заводських умовах з можливістю наступної заміни труби в разі необхідності. Нанесення антикорозійної ізоляції на внутрішню поверхню труби в заводських умовах є доцільним в тому випадку, коли довжина небезпечної зони змішування не перевищує довжини однієї труби (10-12 м). В іншому випадку труби з антикорозійним покриттям необхідно зварювати, що зумовлює необхідність захисту зони зварного шва.

Проведені дослідження з визначення довжини небезпечної зони змішування газів в магістралі показали, що ця довжина може складати близько 30 м., тобто суттєво перевищувати довжину однієї труби. Тому є необхідність розробки системи заходів для надійного захисту магістралі від сірководневої корозії.

З метою зменшення довжини небезпечної зони змішування газів у магістралі пропонуємо використати двоступеневу систему змішування, перший ступінь якої здійснюється в спеціально спорудженому лупінгу, а другий – безпосередньо в магістралі. Принципова розрахункова схема реалізації запропонованого методу наведена на рис.3.3.

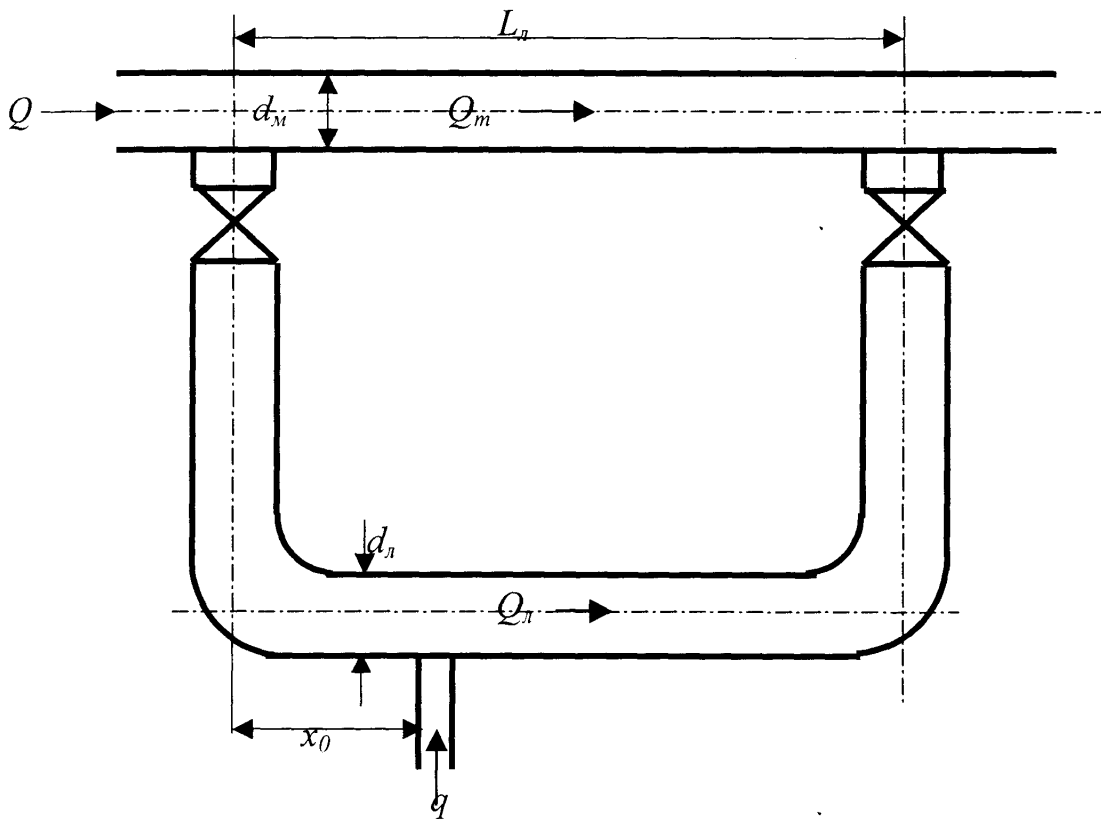


Рис.3.3. Принципова розрахункова схема методу двоступеневого змішування газів:

$x_0$  – віддаль до точки підкачки;  $d_l$  – діаметр лупінга;  $d_m$  – діаметр магістралі;  $Q_l$ ,  $Q_m$  – витрата, відповідно, по лупінгу і по магістралі;  $q$  – витрата підкачки;  $L_l$  – довжина лупінга.

Перший етап змішування відбувається в лупінгу. Очевидно, що рівноважної концентрації газової суміші в лупінгу в загальному випадку може бути не досягнуто (це залежить від співвідношення продуктивності сірководневого газу  $q$  і магістралі  $Q$ ). Однак внутрішню поверхню стінок труб лупінга можна надійно захистити інгібіторами корозії і періодично процедуру захисту повторювати, не припиняючи перекачування газу по магістралі.

Для реалізації запропонованого методу необхідно вирішити ряд важливих практичних задач. В першу чергу, це стосується довжини зони змішування в лупінгу. Зміст цієї задачі полягає у виборі довжини лупінга при відомому його діаметрі. Надзвичайно важливою і відповідальною задачею є визначення довжини зони повторного змішування в магістралі. Це повинно дати відповідь на запитання: яку довжину магістралі необхідно захищати від сірководневої корозії. Актуальною є також оптимізаційна задача: зі збільшенням довжини лупінга (до певних меж) зменшується довжина небезпечної зони змішування в магістралі, отже, зменшуються витрати на захист магістралі від сірководневої корозії. Ця задача особливої актуальності набуває у випадку, коли довжина небезпечної зони змішування в магістралі перевищує довжину однієї труби [101].

Для реалізації поставлених задач на кожному етапі використовується розроблена математична модель процесу змішування газів в трубопроводі. Для визначення витрат газу по лупінгу і магістралі необхідно розв'язати систему рівнянь:

$$\begin{cases} Q = Q_k + Q_m \\ \frac{Q_k}{Q_m} = \left( \frac{d_k}{d_m} \right)^{2.6} \end{cases}$$

$$\text{Звідки: } Q_l = \frac{Q}{1 + \left( \frac{d_l}{d_m} \right)^{2.6}}; \quad Q_m = Q \left( 1 - \frac{1}{1 + \left( \frac{d_l}{d_m} \right)^{2.6}} \right). \quad (3.21)$$

Користуючись одержаними залежностями, можна побудувати графіки розподілу сірководневого газу по довжині зони змішування для лупінга і магістралі при заданих витратах газу по магістралі  $Q$  і перекачки  $q$ . На основі побудованих графіків при відомій довжині лупінга можна знайти концентрацію сірководневого газу  $c(L, t)$ , з якою газова суміш поступає в магістраль. Далі, знаючи витрату газу по магістралі  $Q_m$  (в залежності від  $Q$ ) і витрату газу по лупінгу  $Q_l$  (в залежності від  $Q$ ), можна побудувати графіки зміни концентрації сірководневого газу (сірководню) по довжині зони змішування в магістралі. На основі цих графіків за вищенаведеною методикою можна знайти довжину небезпечної зони змішування в магістралі.

Тут слід зазначити, що в залежності від гідро- і термодинамічних умов транспортування, а також концентрації сірководню у видобутому з малого родовища газі повне змішування газів до досягнення рівноважної допустимої концентрації може бути досягнуто вже в лупінгу. В цьому випадку небезпечної зони в магістралі не буде.

Розроблено алгоритм задачі з визначення оптимальної довжини лупінга і довжини небезпечної зони змішування газів в магістралі .

Послідовність визначення зазначених параметрів є наступною:

1. Витрати  $Q$  по магістралі і підкачки  $q$ , фізичні властивості газу, діаметри магістралі і лупінга, а також концентрація сірководню в газі підкачки відомі.

2. Задаємося певною довжиною лупінга  $L_n$ .

3. Будуємо графіки залежності концентрації сірководню в суміші газів для лупінга, використавши наведену вище методику.

4. За графіком розподілу концентрації визначаємо лінійну координату в лупінгу, де концентрація сірководню стабілізується, і знаходимо рівноважну концентрацію сірководню в лупінгу.

5. За відомими витратами газу в магістралі і лупінгу та обчисленою концентрацією сірководню в кінці лупінга будуємо залежність зміни

концентрації сірководню по довжині магістралі. Визначаємо довжину небезпечної зони змішування в магістралі.

6. Якщо в лупінгу не досягнуто рівноважної концентрації сірководню, то збільшуємо довжину лупінга і повертаємося до п.3.

7. Якщо рівноважна концентрація сірководню досягається в середній частині лупінга, то зменшуємо його довжину до відповідної координати, де досягається рівноважна концентрація, і повертаємося до п.5.

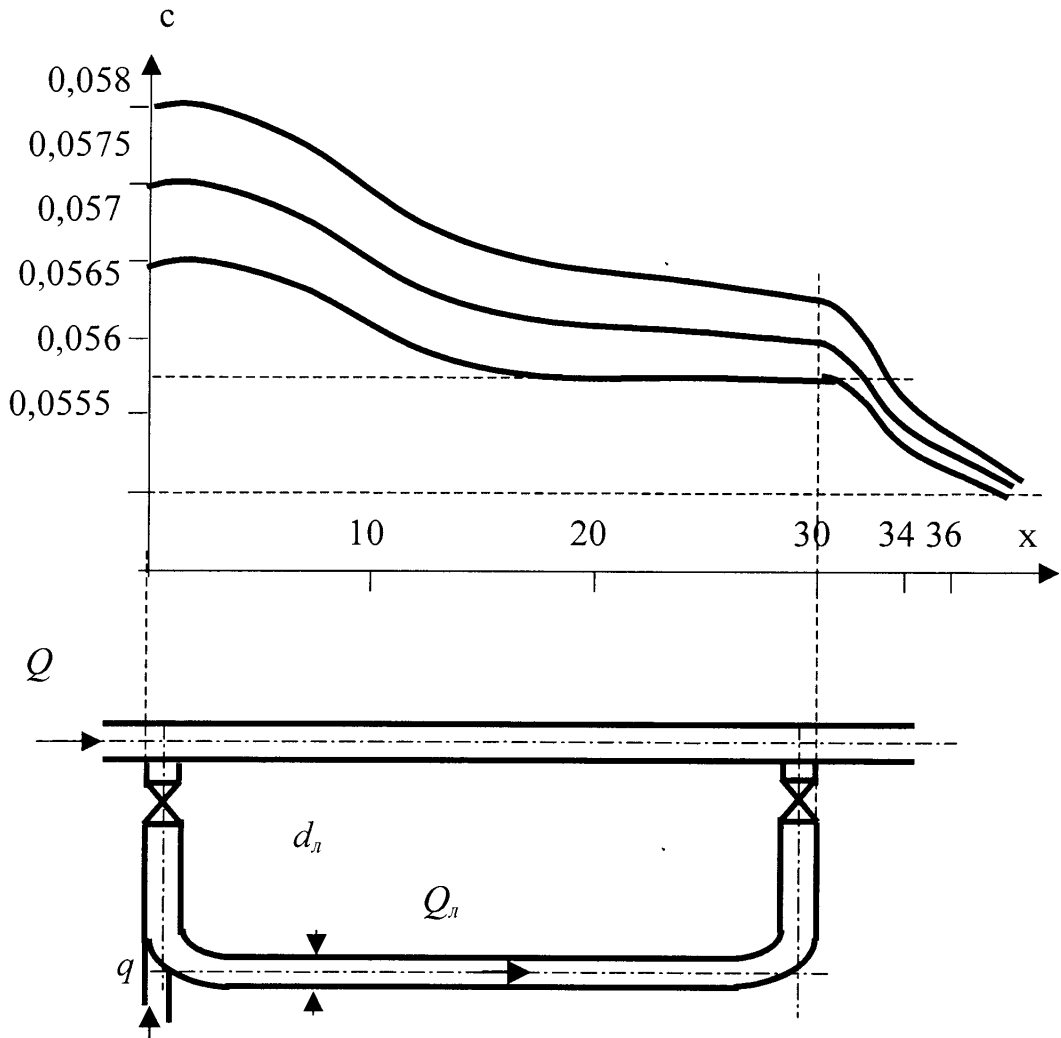


Рис.3.4. Зміна концентрації сірководню по довжині зони змішування для лупінга і магістралі

8. Якщо рівноважна допустима концентрація сірководню в магістралі досягається на ділянці, довжина якої перевищує довжину однієї стандартної труби, то збільшуємо діаметр лупінга і повертаються до п.2.

9. Якщо рівноважна концентрація сірководню в магістралі перевищує допустиму, то збільшуємо діаметр лупінга і повертаємося до п.2.

10. Після виконання всіх поставлених умов одержуємо результат у вигляді необхідної довжини і діаметра лупінга, а також довжини небезпечної зони змішування газів в магістралі.

Наведений алгоритм вигідно реалізувати графо-аналітичним методом. Принцип реалізації проілюстровано на рис.3.4. На основі реалізації аналітичної моделі процесу змішування газів будують графіки зміни концентрації сірководню по довжині зони змішування для лупінга і магістралі. Далі графічним методом виконують порівняння концентрації сірководню в лупінгу і магістралі, відповідно, з рівноважною і допустимою.

Таблиця 3.1

Результати розрахунків процесу змішування газів в складних ГТС

Технічні характеристики системи		Параметри режиму перекачування			Довжина зони змішування		
Діаметр магістралі, мм	Діаметр лупінга, мм	Тиск, ата	Температура, К	Відносна густина	Лупінга, м	Магістралі, м	Магістраль без лупінга, м
1	2	3	4	5	6	7	8
700	700	75	330	0,6	18,8	3,4	22,2
800	800	75	300	0,6	25,9	3,8	29,7
800	700	60	290	0,55	32,0	2,8	34,8
1000	1000	75	280	0,65	30,0	3,2	33,2
1000	800	60	290	0,6	28,9	3,0	31,9
1000	700	50	300	0,55	29,0	3,9	32,9
1200	1200	75	290	0,65	27,3	3,5	30,8

Продовження табл.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
1200	1000	60	300	0,6	27,5	3,4	30,9
1200	800	50	290	0,55	33,1	3,3	36,4
1200	700	40	280	0,55	36,0	3,1	39,1
1400	1200	75	330	0,55	23,9	3,8	27,7
1400	1000	60	300	0,60	27,9	3,7	31,6
1400	800	50	290	0,65	26,6	3,6	30,2
1400	700	40	280	0,65	28,9	3,5	32,4

В результаті реалізації вищенаведеного алгоритму одержано числові значення вказаних параметрів для різних конструктивних і технологічних умов системи. Результати розрахунків наведено в табл.3.1.

Аналіз результатів розрахунків показує, що в залежності від термодинамічних умов транспортування газової суміші і діаметрів основних елементів технологічної системи довжина зони змішування газів в лупінгу лежить в межах від 18 до 35 м, а довжина небезпечної зони змішування в магістралі за наявності лупінга не перевищує 4 м., що підтверджує доцільність і ефективність реалізації вказаного методу. В табл.3.1 наведена також довжина небезпечної зони змішування газів в магістралі при відсутності лупінга, тобто для випадку прямої подачі сірководневого газу в магістраль. Цікавим є той факт, що практично з точністю до десятих часток метра сума довжин змішування газів в лупінгу і магістралі дорівнює загальній довжині змішування газів в магістралі без лупінга, тобто, для випадку безпосередньої подачі сірководневого газу в магістраль. Цей висновок має практичну цінність, оскільки відпадає необхідність розрахунку довжини небезпечної зони змішування газів в магістралі, обладнаної лупінгом, якщо відома довжина зони змішування в лупінгу.

Запропонований метод і алгоритм графо-аналітичного визначення довжини зони змішування газів в лупінгу є надто громіздким і важко



реалізується на ЕОМ, тому може бути рекомендований для розрахунків при виконанні наукових досліджень. Для практичних цілей можна запропонувати більш простий спосіб, розроблений на основі проведених числових досліджень на моделі. При цьому отримана емпірична залежність для визначення довжини зони змішування газів в лупінгу, яка враховує конструктивні параметри лупінга і магістралі і термодинамічні параметри транспортованої газової суміші.

При розробці більш простого способу визначення необхідної довжини лупінга були проведені додаткові розрахунки з визначення довжини зони змішування газів в лупінгу на основі розробленої математичної моделі з використанням запропонованого алгоритму.

Оскільки основні закономірності впливу параметрів системи і режимів транспортування на довжину зони змішування достатньо повно досліджені по результатах, наведених в табл. 3.1, то для одержання зазначеної емпіричної залежності використано методику раціонального планування експерименту за трьома рівнями факторів впливу.

Як показали попередні дослідження, найбільш впливовими факторами, що визначають довжину зони змішування газів в трубопроводі, є температура і тиск газу, відносна густина за повітрям і діаметр трубопроводу.

Таблиця 3.2

Дані, одержані в результаті розрахунків за розробленим алгоритмом

N	Діаметр магістралі D, мм	Робочий тиск P, ата	Температура газу T,	Відносна густина $\Delta$	Довжина зони змішування L, м	Коефіцієнт в емпіричній залежності
1	2	3	4	5	6	7
1	700	75	330	0,60	18,8	113022200
2	800	75	300	0,60	25,9	113243700

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7
3	800	60	290	0,55	32	113291900
4	1000	75	280	0,65	30	114927500
5	1000	60	290	0,60	28,9	112191800
6	1000	50	300	0,55	29,0	111977500
7	1200	75	290	0,65	27,3	113002900
8	1200	60	300	0,60	27,5	114926300
9	1200	50	290	0,55	33,1	111506200
10	1200	40	280	0,55	36,0	111478200
11	1400	75	330	0,55	23,9	1119029300
12	1400	60	300	0,60	27,9	113547100
13	1400	50	290	0,65	26,6	112115100
14	1400	40	280	0,65	28,9	111968700

Ці величини вибрано як незалежні фактори впливу, а функція-відгук представлена довжиною зони змішування газів. Таким чином, задача полягає в знаходженні вигляду залежності:

$$l = f(P, T, D, \Delta), \quad (3.22)$$

де-  $\Delta$  - відносна густина газу.

Вихідними параметрами для реалізації задачі є дані, наведені в табл.3.2.

На основі даних, наведених в клітках комбінаційного квадрата, складені допоміжні таблиці 3.3, 3.4. По результатах даних, наведених в табл.3.3 і 3.4, побудовано графіки залежності функції-відгуку від незалежних факторів. Обробка результатів досліджень методом найменших квадратів в логарифмічній шкалі дозволила отримати емпіричну формулу у вигляді:

$$L = 1,8 \cdot 10^8 P^{0,11} D^{0,172} T^{-3,1} \Delta^{-1,5}, \quad (3.23)$$

де  $P$  - тиск газу;  $D$  - внутрішній діаметр;  $T$  - температура газу в К;  $\Delta$  - відносна густина газу.

		P <sub>1</sub> 75			P <sub>2</sub> 60			P <sub>3</sub> 50		
		Д <sub>1</sub> 1000	Д <sub>2</sub> 1200	Д <sub>3</sub> 1400	Д <sub>1</sub> 1000	Д <sub>2</sub> 1200	Д <sub>3</sub> 1400	Д <sub>1</sub> 1000	Д <sub>2</sub> 1200	Д <sub>3</sub> 1400
T <sub>1</sub> 280	Δ <sub>1</sub> 0,55	37,8								
	Δ <sub>2</sub> 0,6							32,8		
	Δ <sub>3</sub> 0,65						30,4			
T <sub>2</sub> 290	Δ <sub>1</sub> 0,55					34,2				
	Δ <sub>2</sub> 0,6			31,6						
	Δ <sub>3</sub> 0,65							25,3		
T <sub>3</sub> 300	Δ <sub>1</sub> 0,55								31,0	
	Δ <sub>2</sub> 0,6				26,2					
	Δ <sub>3</sub> 0,65		24,5							

Рис.3.5. Комбінаційний квадрат

Таблиця 3.3

Обробка даних по методиці раціонального планування експерименту

P \ T	75	60	50	Σ	F(T)
280	37,8	30,4	32,8	101,0	33,7
290	31,6	34,2	25,3	91,1	30,4
300	24,5	26,2	31,0	81,7	27,2
Σ	93,9	90,8	89,1	273,8	
F(P)	31,3	30,3	29,7		

Таблиця 3.4

Обробка даних по методиці раціонального планування експерименту

D \ Δ	1000	1200	1400	$\Sigma$	$F(\Delta)$
0,55	37,8	34,2	31,0	103,0	34,3
0,6	26,2	32,8	31,6	90,6	30,2
0,65	25,3	24,5	30,4	80,2	26,7
$\Sigma$	89,3	91,5	93,0	273,8	
$F(D)$	29,8	30,5	31,0		

Статистичний аналіз залежності (3.23) показує, що коефіцієнт варіації складає 0,57%.

### ВИСНОВКИ:

1. Побудована математична модель процесу змішування газів в магістралі та її реалізація дозволяє достатнім рівнем точності визначити довжину зони змішування, тобто довжина ділянки магістралі, на якій миттєва концентрація сірководню в потоці газу набуває рівноважного значення. В залежності від умов довжина небезпечної зони змішування в магістралі лежить в межах 18-32 м.

2. На основі розробленої математичної моделі процесу змішування газів в трубопроводі проведені дослідження процесу в двониткових системах. Встановлені закономірності впливу параметрів транспортування газової суміші та геометричних характеристик системи на довжину зони змішування. Використання лупінга, як першого етапу змішування газів дозволить скоротити довжину небезпечної зони змішування в магістралі до 2,8-3,8 м.

3. Спираючись на результати виконаних досліджень з використанням методики раціонального планування експерименту одержано емпіричну залежність для визначення довжини зони змішування газів в газопроводі, яка дозволить суттєво спростити розрахунки.

## РОЗДІЛ 4

### РОЗРОБКА МЕТОДІВ ЗАХИСТУ ТРУБОПРОВОДІВ ВІД ВНУТРІШНЬОЇ СІРКОВОДНЕВОЇ КОРОЗІЇ

Найбільш поширеними методами захисту металоконструкцій від корозії є нанесення на поверхню металу антикорозійного покриття або застосування інгібіторів корозії. Антикорозійні покриття ізолюють метал від агресивного середовища, запобігаючи, таким чином, корозії. Основними вимогами до покриття є його адгезія і міцність при деформаціях металу. Поява тріщин в покритті прискорює корозійні процеси, оскільки виникає різниця електричних потенціалів між оголеним металом і агресивним середовищем. Інгібітори корозії уповільнюють корозійний процес за рахунок впливу на агресивне середовище [4, 73].

В Україні вперше в світі розроблено і налагоджено випуск інгібіторів корозії, які одночасно можуть використовуватися як покриття. Такі інгібітори мають перевагу над звичайними в тому, що крім властивостей уповільнення реакції окислення вони ізолюють метал від контакту з агресивним середовищем. При появі тріщин в такому інгібіторному покритті завдяки властивостям інгібітора швидкість корозії не зростає, а сповільнюється. До таких інгібіторів корозії відносяться ТАРІН і НАФТОХІМ-1, які випускає Дрогобицький НПЗ [6].

Однак, наявність захисного покриття ще не гарантує якісного захисту внутрішньої поверхні труб від корозії, оскільки на даний час відсутня технологія нанесення його на внутрішню поверхню труб в трасових умовах. Тому розробка такої технології є першочерговою задачею в системі заходів захисту трубопроводів від корозії. При цьому, важливим питанням є оцінка міцності труб з нанесеним внутрішнім і зовнішнім покриттям [11].

## 4.1 Дослідження властивостей плівкових покриттів

Для нанесення антикорозійного покриття на внутрішню поверхню стінок труб в трасових умовах доцільно використовувати інгібітори корозії ТАРІН і НАФТОХІМ-1.

Таблиця 4.1

## Технічна характеристика інгібіторів корозії

№п/п	Властивості	Один.виміру	ТАРІН	НАФТОХІМ
1.	Густина при $t = 20^{\circ}C$	кг/м	890	900
2.	Коефіцієнт температурного розширення.	$1/^{\circ}C$	0,00047	0,00035
3.	Кінематична в'язкість при :			
	$-t = 20^{\circ}C$	сСт	6,2	6,8
	$-t = 50^{\circ}C$	сСт	2,1	2,0

За нормальних умов обидва інгібітори корозії являють собою в'язкі рідини, які при нанесенні тонким шаром на поверхню металу після застигання утворюють плівку з хорошими властивостями адгезії. Механічні властивості плівок залежать від товщини нанесеного шару, температури застигання, кількості нанесених шарів та часу застигання [11]. В зв'язку з цим проводились дослідження, метою яких було визначення адгезії плівок покриття при різних умовах нанесення, а також їхніх міцнісних характеристик: модуля Юнга і коефіцієнта Пуассона [90].

Для визначення адгезії покриття використовувався стаціонарний адгезиметр СМ-1. Дослідження проводились при різній товщині покриття, різній температурі та часі застигання плівки. Результати дослідів наведено в табл.4.2.

## Адгезія плівок покриття

№	Інгібітор	Товщи- на плівки, мм	Темпе- ратура, °C	Час застигання, год	Сила від- риву, кН	Модуль Юнга, Е кПа	Коефіцієнт поперечної деформації, μ	Адге- зія, МПа
1.	НАФТОХІМ-1	0,5	20	24	92	2618	0,49	0,92
2.	НАФТОХІМ-1	1	20	24	95	3286	0,53	0,95
3.	НАФТОХІМ-1	1,5	20	24	88	3622	0,55	0,88
4.	НАФТОХІМ-1	1,0	40	24	96	3716	0,56	0,96
5.	НАФТОХІМ-1	1,0	0	24	93	3091	0,52	0,93
6.	НАФТОХІМ-1	1,0	20	48	97	3688	0,55	0,97
7.	НАФТОХІМ-1	1,0	20	72	98	3744	0,56	0,98
8.	ТАРІН	0,5	20	24	86	2255	0,47	0,86
9.	ТАРІН	1,0	20	24	91	2839	0,51	0,91
10	ТАРІН	1,5	20	24	83	3137	0,52	0,83
11	ТАРІН	1,0	40	24	93	3222	0,53	0,93
12	ТАРІН	1,0	0	24	90	2761	0,50	0,90
13	ТАРІН	1,0	20	48	94	3204	0,53	0,94
14	ТАРІН	1,0	20	72	95	3322	0,54	0,95

Аналіз одержаних результатів показує, що зі збільшенням часу застигання і температури адгезія зростає. Збільшення товщини плівки призводить до зменшення адгезії.

Слід також відзначити великі значення адгезії (у порівнянні з іншими видами антикорозійних покриттів) навіть в найгірших умовах застигання плівки, а також те, що інгібітор НАФТОХІМ-1 має дещо вищі досліджувані показники, ніж ТАРІН.



В цілому, високі значення адгезії зазначених інгібіторів дозволяють рекомендувати їх для захисту внутрішньої поверхні труб від сірководневої корозії.

При нанесенні захисного покриття на внутрішню поверхню стінки промислових трубопроводів згідно з розробленим способом передбачається розтирання інгібітора по поверхні стінки ущільнюючими елементами поршня. Априорно встановлено, що адгезія запропонованих видів покриття залежить від часу контакту інгібітора з поверхнею металу (від початку змочування ним поверхні до початку розтирання). Тому проводились експерименти, що мали за мету встановлення залежності адгезії від часу вільного змочування поверхні матеріалом покриття. Досліди проводились з інгібітором НАФТОХІМ-1 як більш ефективним. В кожному з дослідів на поверхню металу методом розпилення наносився шар інгібітора з наступним розтиранням через різні проміжки часу. Після цього взірець при сталій температурі 20°C витримувався протягом 24 годин. Результати дослідів наведені у вигляді графіка на рис.4.1.

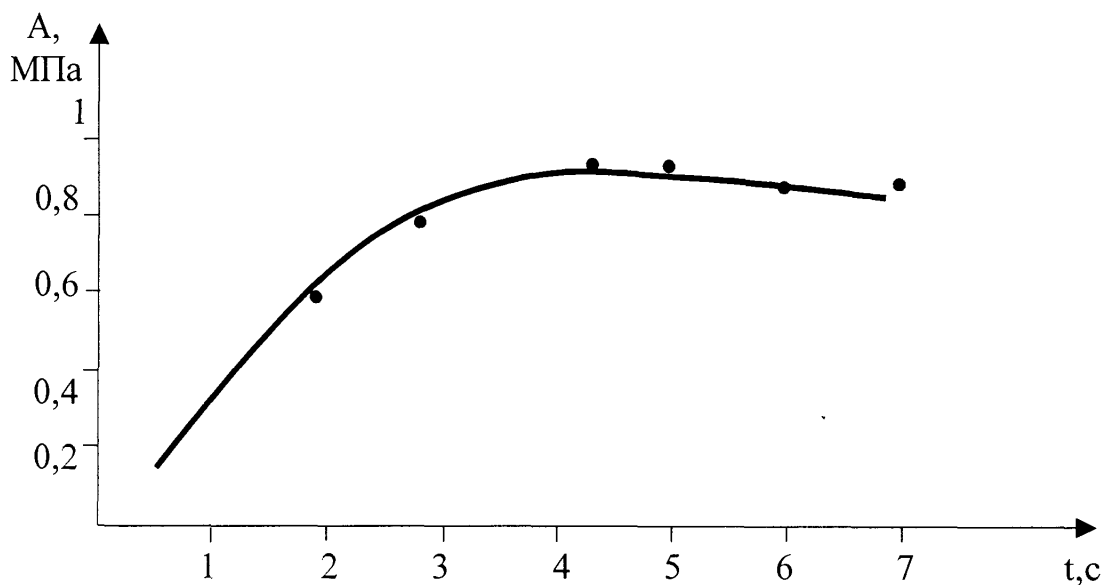


Рис.4.1. Залежність адгезії від часу контакту поверхні з інгібітором

Аналіз результатів дозволяє зробити висновок, що час вільного змочування поверхні інгібітором впливає на адгезію плівки практично в період перших 3с. В подальшому зростання часу вільного змочування поверхні

практично не впливає на величину адгезії. Тому час вільного змочування поверхні протягом 3с можна вважати достатнім для практичної реалізації технології нанесення інгібіторного покриття на внутрішню поверхню стінки трубопроводу.

Час застигання покриття на поверхні металу можна рекомендувати в межах 24 годин при температурі близько 20°C.

З метою оцінки механічних властивостей плівок інгібіторного покриття проводились дослід з визначення модуля пружності  $E$  плівки і коефіцієнта Пуасона  $\mu$ . В зв'язку з високою адгезією покриття безпосереднє експериментальне визначення зазначених показників є нереальним. Тому випробовування проводились на взірцях металу, покритих плівкою інгібіторного покриття. В якості покриття використовувався інгібітор НАФТОХІМ-1, товщина плівки складала 1мм. Умови нанесення інгібіторного покриття наступні: час вільного змочування 3с, час висихання 24 год при температурі 20°C. Значення модуля пружності металу  $E_c$  і коефіцієнта Пуасона  $\mu_c$  відомі.

Нехай при дії розтягуючої сили  $F$  у перерізі взірця шириною  $b$  виникають напруження  $\sigma$ . Тоді згідно з законом Гука (вважається, що лист і плівка працюють в межах пружності):

$$\sigma = \varepsilon \cdot E, \quad (4.1)$$

де  $\varepsilon$ -відносне видовження :

$$\varepsilon = \frac{\Delta l}{L}, \quad (4.2)$$

$\Delta l$  -абсолютне видовження взірця довжиною  $L$  ;

$E$ -модуль пружності.

Очевидно, що для металу (сталі) і плівки можна записати:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_c &= \frac{F}{b\delta_c} = \varepsilon_c E_c \\ \sigma_n &= \frac{F}{b\delta_n} = \varepsilon_n E_n \end{aligned} \right\}, \quad (4.3)$$

де  $\delta_c, \delta_n$  -товщини сталі і плівки відповідно;

$E_c, E_n$  -модулі пружності сталі і плівки.

Вважаємо, що завдяки високій адгезії ковзання плівки по металу відсутнє, тому абсолютні видовження плівки і сталевого взірця однакові.

Тоді з урахуванням (4.1)-(4.3) для модуля пружності плівки одержимо залежність:

$$E_n = \frac{Fl}{b(\delta_n + \delta_c)\Delta l} \quad (4.4)$$

Вимірювання, пов'язані з визначенням модуля пружності плівки проводились за допомогою тензометра за наступною методикою [1, 8].

Спочатку вимірюють розміри зразка. Потім на ньому встановлюють два однакових тензометра (рис.4.2), з допомогою яких вимірюють абсолютні повздовжні деформації (видовження) розтягнутого зразка. Бази тензометрів повинні бути однаковими, причому леза призм обох тензометрів повинні знаходитися в одній вертикальній площині.

Щоб виключити ненадійні виміри зусиль і деформацій на початку навантаження, відлік навантажень починають не від нуля, а від деякого навантаження  $F_{поч}$ . Для сталевих зразків початкове навантаження повинно відповідати напруженню не менше 50 МПа.

Потім задаються величиною приросту навантаження, тобто кроком навантаження, наприклад  $\Delta F = 1,5 \text{ кН}$ .

Визначають величину найбільшої сили  $F_{max}$ , яку можна прикласти до зразка, не викликаючи в ньому напружень, що перебільшують границю пропорційності  $\sigma_{пц}$  матеріалу зразка. Для сталі досліджуваного зразка  $\sigma_{пц} = 200 \text{ МПа}$ .

Переконавшись у правильності показів тензометрів загальновідомими методами, навантажують зразок, починаючи з  $F_{поч}$  і додаючи послідовно навантаження по  $\Delta F$ . Після кожного наступного навантаження роблять відлік показів тензометрів.

В даній роботі використана універсальна випробувальна машина типу УММ-5 [48], яка є контрольно-вимірювальним приладом і призначена для

статичних випробувань металів (зразків, виробів, деталей) на розтяг, стиск, згин і загин з граничним навантаженням 50 кН.

Машина УММ-5 влаштована за принципом розривних машин з механічним навантаженням зразка і важільно-маятниковим силовимірювачем.

Для виміру діючих на зразок навантажень використовують силовимірювач [54], який кріпиться на колоні з лівого боку машини. В силовимірювачі встановлений діаграмний апарат барабанного типу, який використовує діаграму “навантаження-деформація” випробуваного зразка.

Для виміру абсолютних повздовжніх деформацій сталевого зразка застосовується важільний тензометр. Цей тензометр має базу  $l = 20$  мм ( в деяких моделях 10 мм). За необхідністю приєднують спеціальний подовжувач, тоді база може бути збільшена до будь-яких розмірів в межах 50-100 мм. Схема тензометра показана на рис.4.2.

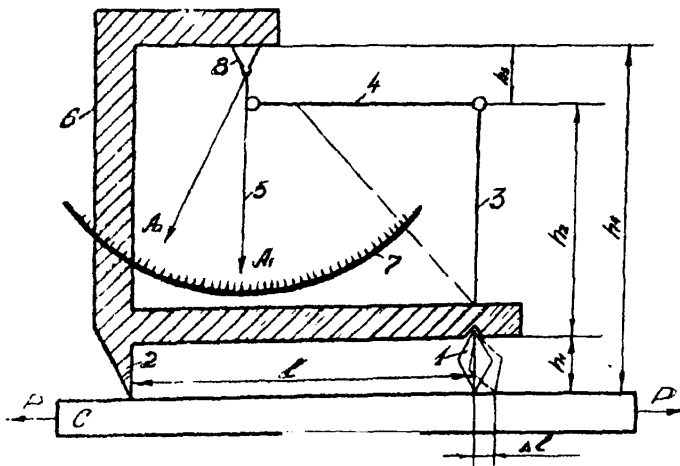


Рис.4.2. Схема тензометра

1-призма; 2-вістря ножа; 3-важіль; 4-тяга; 5-стрілка; 6-жорстка рамка; 7-шкала

Тензометр притискують до випробувального зразка С за допомогою струбцини (не показано на схемі). Відстань між нижнім ребром призми I і

вістрем ножа 2 є базою приладу. Жорстка рамка 6 приладу разом з призмою I складає частину приладу, що сприймає деформацію. Частиною приладу, яка збільшує деформацію, є важіль 3, жорстко з'єднаний з призмою I. Стрілка 5 шарнірно з'єднана з важелем 3 тягою 4. Стрілка 5 верхнім кінцем 8 шарнірно прикріплена до рамки. По шкалі 7 знімають покази.

При збільшенні довжини  $l$  (базис приладу) на величину  $\Delta l$  відбувається поворот призми I навколо її верхнього ребра на деякий кут. Разом з призмою на цей же кут повернеться важіль 3 і за допомогою тяги 4 відхилить стрілку 5, нижній кінець якої переміститься по шкалі 7 на величину  $\Delta A$  (з відліку  $A_1$  до відліку  $A_2$ ). Різниця відліків по шкалі пропорційна видовженню  $\Delta l$ . Коефіцієнт збільшення  $k$  залежить від співвідношення довжин важеля 3 і стрілки 5 і дорівнює:

$$k = \frac{\Delta}{\Delta l} = \frac{h_2 h_4}{h_1 h_3}. \quad (4.5)$$

Звичайно, збільшення приладу  $k$  дорівнює 1000-1200. В даному тензометрі  $k=1000$ . Знаючи коефіцієнт збільшення приладу, за різницею відліків визначають видовження:

$$\Delta l = \Delta A / k. \quad (4.6)$$

Визначення коефіцієнта поперечної деформації проводять на машинах УММ-5, Р-20, ГМС-50 або спеціально сконструйованій установці [57].

При проведенні випробування на зразок наклеюють електротензодатчики; вони повинні бути з'єднані монтажними дротами з реєструючим пристроєм. Через це зручно експеримент проводити на спеціальній установці, яка розміщується біля реєструючого пристрою.

На рис. 4.3 представлена схема такої установки. Зразок I закріплюють в захватах 2. Навантаження зразка виконується встановленням вантажів 4 на штангу 6 важеля 3. Зусилля, що розтягує зразок, залежить від вантажу на штанзі 6 і співвідношення плечей важеля  $L : a$ .

Величина найбільшого навантаження повинна бути вибрана таким чином, щоб напруження в зразку не перевищували границі пропорційності матеріалу зразка, тобто:

$$F_{\max} \leq \sigma_{\text{пц}} \cdot A_0, \quad (4.7)$$

де  $\sigma_{\text{пц}}$  - границя пропорційності матеріалу зразка;

$A_0$  - площа поперечного перерізу зразка.

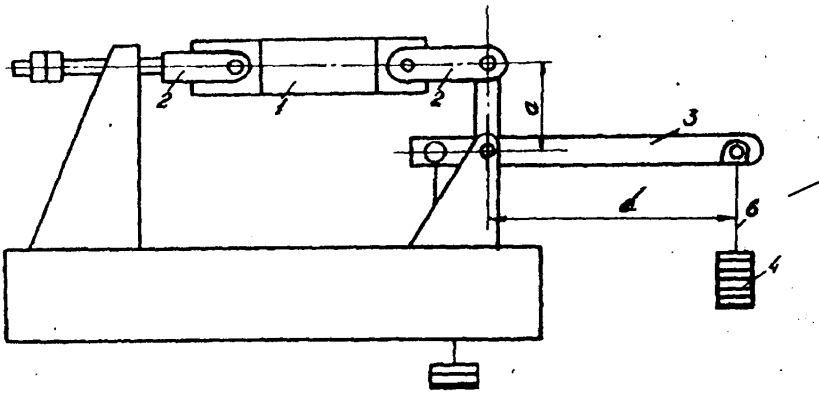


Рис.4.3. Спеціальна установка для визначення поперечної деформації:

1-зразок; 2-захвати; 3-важіль; 4-вантажі; 5-шланг; 6-штанга навантажувального пристрою.

Знаючи максимальне навантаження, задаємо необхідне для експерименту число кроків і визначаємо величину приросту навантаження  $\Delta F$ .

Для визначення коефіцієнта поперечної деформації необхідно експериментальним шляхом виміряти одночасно поздовжню і поперечну деформації [74, 88].

З цією метою використовуються зразки (в основному) у вигляді смуги прямокутного перерізу (рис.4.4).

Парне паралельне розташування тензодатчиків дозволяє ліквідувати в певних межах нерівномірність розтягування смуги.

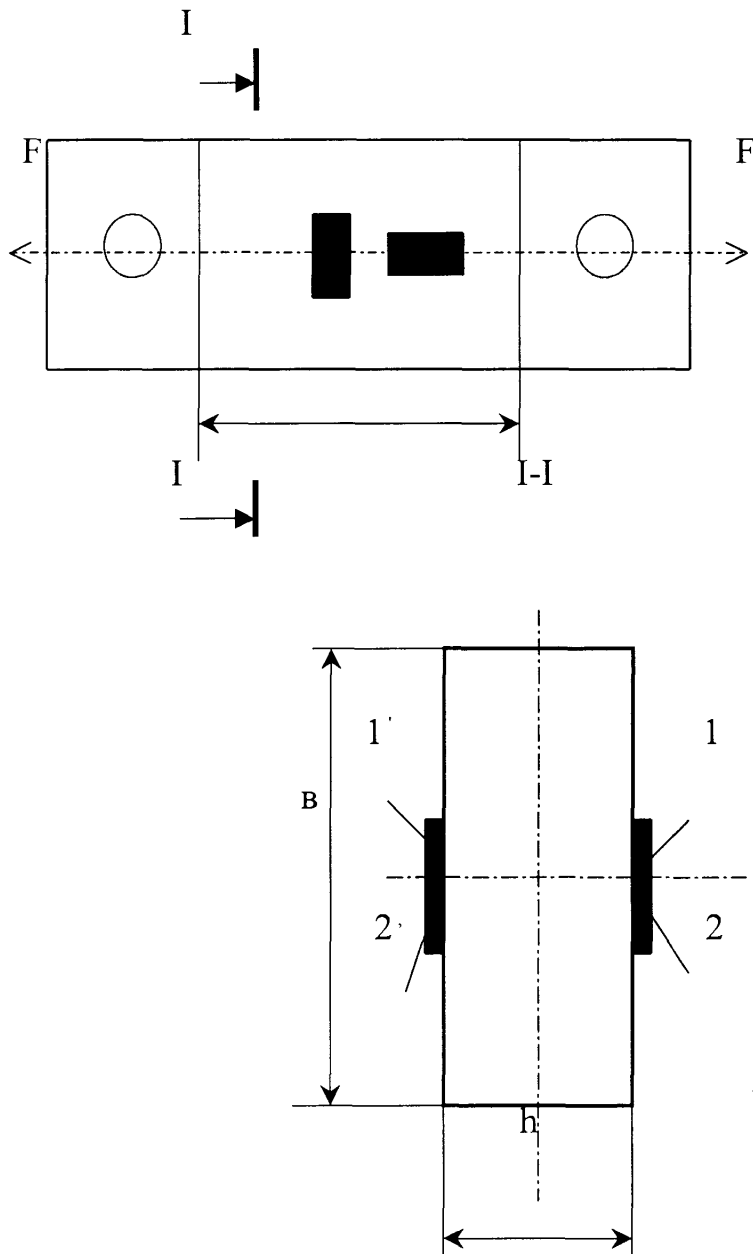


Рис.4.4. Зразки у вигляді смуги прямокутного поперечного перерізу;  
1,2-тензодатчики.

Визначення коефіцієнта поперечної деформації проводилось в такій послідовності:

1. За 30 хв до випробування вмикають блок живлення вимірювача деформації. Через 3-5 хвилин після ввімкнення блоку живлення вмикали вимірювач деформації.

2. Встановлювали зразок в захватах машини або установки.
3. Тензодатчики під'єднували до підсилювача.
4. Вмикали послідовно чотири тензодатчика і записували з табло ВДЦ їхні покази при навантаженні  $F_1 = 0$ .
5. Послідовно з кроком  $\Delta F$  навантажували зразок з відповідною реєстрацією за п. 4.

Виконавши останнє навантаження після відповідних вимірювань зразок розвантажували до  $F = 0$  і перевіряли покази приладу. Результати вважали задовільними, якщо покази на цифровому табло відповідали початковим.

#### 4.2 Розробка способу нанесення інгібіторного покриття на внутрішню поверхню труби в трасових умовах

Запропонована технологія може бути використана для захисту від внутрішньої трубної корозії трубопроводів малого діаметра (до 200 мм), до яких відносяться промислові трубопроводи, шлейфи та під'єднувальний трубопровід до магістралі [55]. Для захисту малої магістралі та лупінгів дана технологія не може бути застосована. Однак, внаслідок того, що небезпечна зона змішування газів в магістралі має відносно невелику довжину при великому діаметрі труби, нанесення покриття може здійснюватися методом ручного розпилення інгібітора з використанням стандартних пульверизаторів. Для покращення санітарно-гігієнічних і технологічних умов нанесення інгібіторного покриття на внутрішню поверхню стінки магістрального газопроводу розроблено конструкцію пристрою, схема якого зображена на рис.4.5. Рідкий інгібітор заливався в корпус пристрою 2, після чого пристрій по тросу 8 вводять в магістральний газопровід на віддаль, що приблизно дорівнює півтора кратній розрахунковій довжині захисної зони. Пристрій з'єднують з джерелом



стисненого повітря (компресором) за допомогою гнучкого шланга 7. При роботі компресора стиснене повітря подають по трубопроводу 4. В зоні ежектора 5 потік стисненого повітря захоплює і розкручує сегнерове колесо 6, розбрискуючи інгібітор на стінки трубопроводу. В цей час пристрій за допомогою троса 8 поступово витягують з трубопроводу, надаючи йому поступального руху в напрямку входу в зону покриття. Режим роботи пристрою регулюють підбором відповідного сегнерового колеса 6.

Для трубопроводів малого діаметра, до яких відносяться внутрішньопромислові колектори і шлейфи [65], вказаний метод нанесення захисного покриття не може бути застосований, оскільки для таких трубопроводів довжина зони покриття збільшується до декількох кілометрів [31, 46]. В зв'язку з цим запропоновано покриття наносити із застосуванням еластичного рухомого поршня, який перед собою штовхає рідинну пробку інгібітора. При цьому частина інгібітора намащується на внутрішню поверхню труби і ущільнюється еластичним поршнем. Після пропускання такої системи через трубу і наступного висихання інгібітора на її стінках утворюється захисна плівка [28].

Для утворення рівномірного захисного покриття з великою адгезією необхідно витримати дві умови. По-перше, рідинна інгібіторна пробка, що рухається перед еластичним поршнем, повинна повністю охоплювати переріз труби. По-друге, час контакту рідкої фази з стінкою труби до втирання поверхні поршнем повинен бути не меншим 3 с. Виходячи з вказаних умов, вибору підлягають такі технологічні параметри, як швидкість руху поршня і об'єм інгібіторної пробки. Щоб при русі інгібіторної рідини в довільному перерізі трубопроводу потік займав весь переріз труби, необхідною і достатньою умовою є те, щоб напір в даному перерізі трубопроводу був більшим за його діаметр. В протилежному разі, рідина тектиме неповним перерізом труби. Тому, для досягнення поставленої мети необхідно провести дослідження розподілу напору (тиску) по довжині рідинної пробки, що рухається перед поршнем.

При цьому приймаємо наступні припущення:

- 1) рух системи “поршень-інгібіторна пробка” по трубопроводу є стаціонарним (між поршнем і інгібіторною пробкою є постійний кінематичний зв'язок, що не залежить від часу);
- 2) на границі поршня і пробки інгібітора швидкості твердого тіла і рідини співпадають як за величиною, так і за формою епюри розподілу швидкостей по перерізу;
- 3) поперечні складові швидкості в рідкій фазі є суттєво меншими за осьову складову, тому ними нехтуємо, а задачу розглядаємо як плоску;
- 4) тиск на вільному кінці рідинної пробки є сталим, в зв'язку з чим приймаємо його за початок відліку.

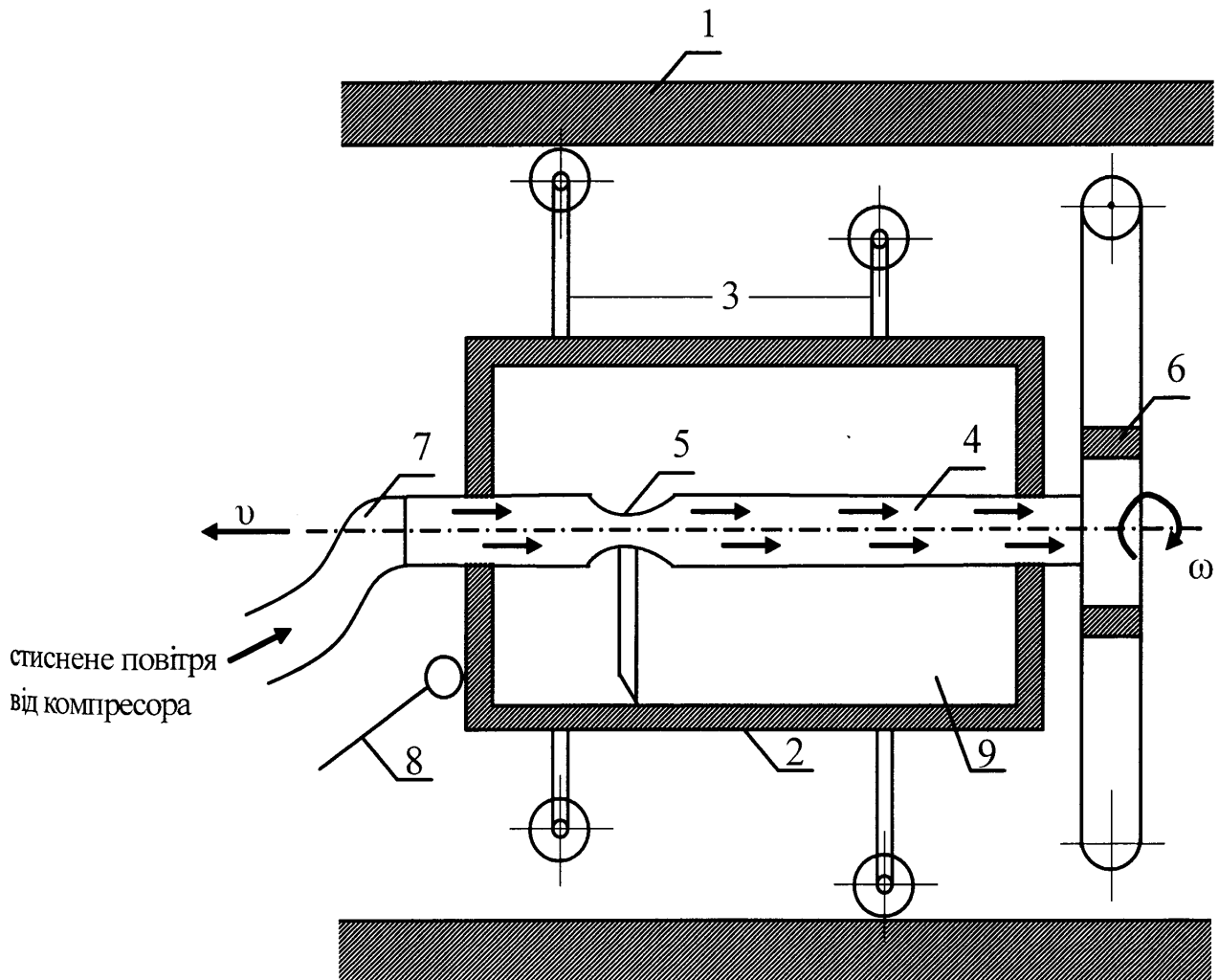


Рис.4.5. Схема пристрою для нанесення інгібіторного покриття на внутрішню поверхню труби магістрального газопроводу:

1-магістральний трубопровід; 2-корпус; 3-опори на колесах; 4-повітряний трубопровід; 5-ежектор; 6-сегнерове колесо; 7-шланг; 8-трос; 9-інгібітор.

Розглянемо постановку і принцип реалізації задачі.

Стаціонарний рух нестискуваної в'язкої рідини може бути описаний рівняннями у векторній формі:

$$\bar{V} \nabla \bar{V} = -\frac{1}{\rho} \nabla p + \nabla \bar{V} + \bar{G}, \quad (4.8)$$

$$\nabla \bar{V} = 0, \quad (4.9)$$

де  $\bar{V}$  -вектор швидкості з проєкціями на координаті осі відповідно  $u, v, \omega$ ;  
 $\rho, \nu$  -густина і кінематична в'язкість рідини;  
 $p$  -тиск, як функція лінійних координат  $x, y, z$ ;  
 $\bar{G}$  - вектор тяжіння.

Інтегруючи рівняння (4.8 і 4.9) по площі поперечного перерізу труби, одержимо:

$$\int_s \nabla \bar{V} ds = \int_s \frac{\partial u}{\partial x} ds + \int_s \left( \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial \omega}{\partial z} \right) ds. \quad (4.10)$$

Використовуючи формулу Гріка, одержимо:

$$\int_s \left( \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial \omega}{\partial z} \right) ds = \oint_L (v dz - \omega dy), \quad (4.11)$$

де  $L$  -контур поперечного перерізу.

Очевидно, що на контурі  $L$  швидкості  $v = 0$  і  $\omega = 0$ .

Тому рівняння нерозривності потоку матиме вигляд:

$$\int_s u ds = u_0 S. \quad (4.12)$$

Аналогічним чином з векторного рівняння (4.8) одержимо рівняння кількості руху у вигляді:

$$\frac{d}{dx} \int_s u^2 ds + \frac{s}{\rho} \frac{dp}{dx} - \nu \int_L \frac{\partial u}{\partial n} dL - g \sin \varphi = 0. \quad (4.13)$$

З метою спрощення відкидаємо інерційні члени та члени, що містять  $V, \omega$ , як це зроблено в [36]. Після спрощень матимемо:

$$\Delta u = \frac{1}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x}; \quad (4.14)$$

$$\frac{\partial p}{\partial y} = 0; \quad (4.15)$$

$$\frac{\partial p}{\partial z} = 0. \quad (4.16)$$

З рівнянь (4.14), (4.15), (4.16) випливає, що тиск  $p$  залежить тільки від поздовжньої координати  $x$ .

Задача, таким чином, зводиться до реалізації системи рівнянь (4.12), (4.13) і (4.14) з наступними граничними умовами:  $u = 0$  при  $y, z \in L$ ,

$$\frac{\partial u}{\partial n} = 0 \text{ на границі ядра потоку.}$$

Розглянемо рух рідини в трубопроводі як плоску задачу. Початок координат розмістимо на границі "поршень-рідина", вісь  $ox$  спрямуємо вздовж осі трубопроводу, вісь  $oy$  – ортогонально до неї (рис.4.6).

Рівняння (4.5), (4.6) та (4.7) в даному випадку матимуть вигляд:

$$\int_0^D u dy = Du_0 \quad (4.17)$$

$$\frac{d}{dx} \int_0^D u^2 dy + \frac{D}{\rho} \frac{dp}{dx} + \nu \frac{du}{dy} \Big|_{y=0} + g \sin \alpha = 0, \quad (4.18)$$

$$\frac{d^2 u}{dy^2} = \frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx}. \quad (4.19)$$

Розв'язок шукаємо при граничних умовах :

$$u = 0 \text{ при } y = 0;$$

$$\frac{\partial u}{\partial y} = 0 \text{ при } y = \delta D, \quad (4.20)$$

де  $\delta$  - товщина ламінарного шару.

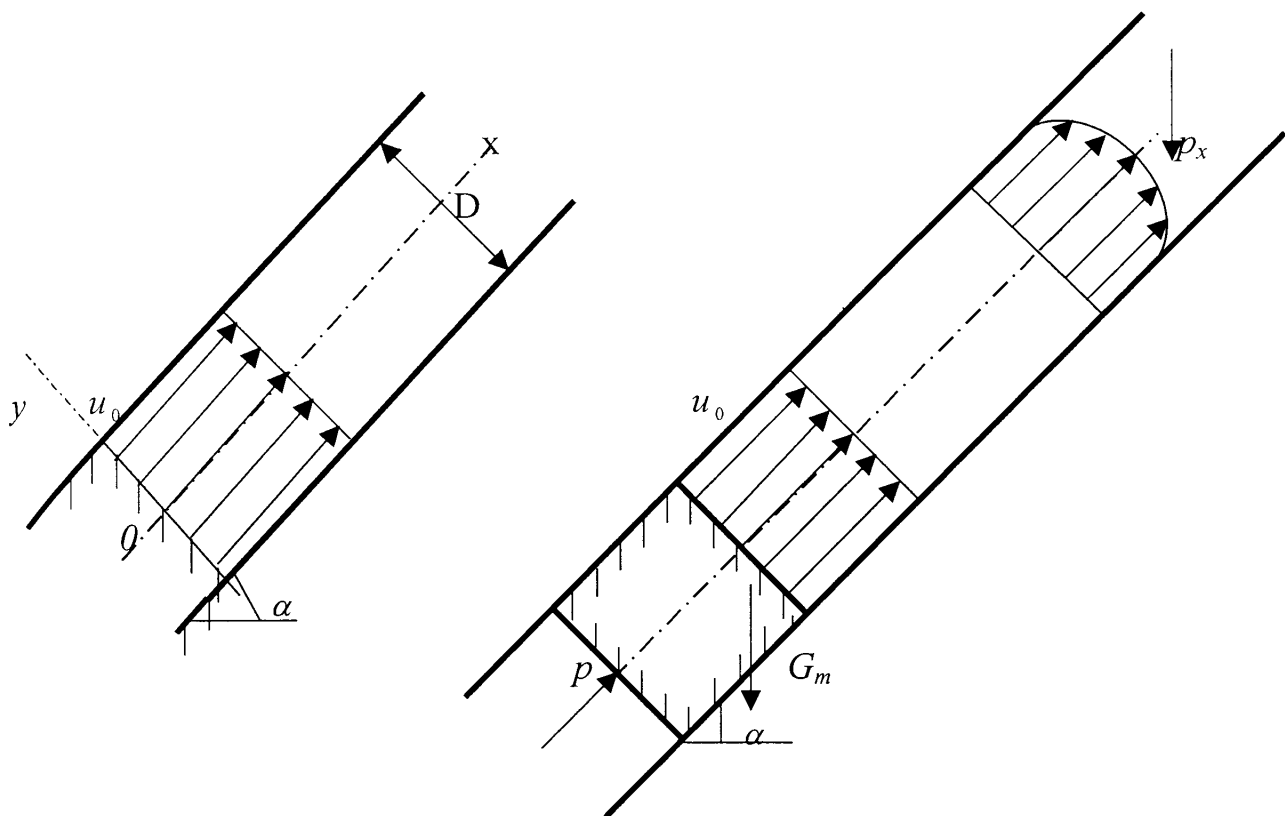


Рис. 4.6. Розрахункова схема системи “поршень-інгібіторна пробка”

З рівняння (4.13) шляхом послідовного інтегрування знаходимо:

$$u = \frac{D^2}{2\mu} \frac{dp}{dx} (\eta^2 - 2\delta\eta), \quad (4.21)$$

де  $\eta = \frac{y}{D}$  - відносна вертикальна координата.

На основі (4.21) з рівняння (4.17) знайдемо градієнт тиску:

$$\int_0^D \frac{D^3}{2\mu} \frac{dp}{dx} (\eta^2 - 2\delta\eta) dy = Du_0; \quad (4.22)$$

$$\frac{D^3}{2\mu} \frac{dp}{dx} \left( \frac{\eta^3}{3} \Big|_0^D - \delta\eta^2 \Big|_0^D \right) = Du_0;$$

$$\frac{D^2}{2\mu} \frac{dp}{dx} \left( \frac{1}{3} \frac{1-3\delta}{3} - \delta \right) = u_0;$$

$$\frac{D^2}{2\mu} \frac{dp}{dx} = \frac{3u_0}{1-3\delta} \quad \frac{dp}{dx} = \frac{2\mu}{D^2} \frac{3u_0}{1-3\delta}. \quad (4.23)$$

Підставивши  $u$  і  $\frac{dp}{dx}$  з (4.21) і (4.23) в рівняння (4.18), одержимо:

$$\frac{d}{dx} \int_0^1 \frac{9u_0^2}{D^2(1-3\delta)^2} (\eta^2 - 2\delta\eta)^2 d\eta + \frac{\nu}{D} \frac{6u_0}{(1-3\delta)} - \frac{\nu}{D} \frac{3u_0}{1-3\delta} (\eta - \delta) + g \sin \alpha = 0. \quad (4.24)$$

Після нескладних алгебраїчних перетворень одержимо диференціальне рівняння у вигляді:

$$\frac{d\delta}{dx} = \frac{\frac{5D}{\text{Re}_0} (2+\delta)(1-3\delta)^2 - \frac{5gD^2}{3u_0^2} \sin \alpha (1-3\delta)^3}{1+40\delta^2 - 15\delta}, \quad (4.25)$$

де  $\text{Re}_0 = \frac{u_0 D}{\nu}$  -число Рейнольдса.

Розв'язок одержаного рівняння при початкових умовах  $\delta|_{x=0} = 0$  здійснимо методом Рунге-Кутта. Позначимо:

$$F(\delta, x) = \frac{5 \frac{D}{\text{Re}_0} (2+\delta)(1-3\delta)^2 - \frac{5gD^2}{3u_0^2} \sin \alpha (1-3\delta)^3}{1-40\delta^2 - 15\delta}. \quad (4.26)$$

Виберемо крок незалежної змінної  $\Delta x = h$ . Тоді приріст функції :

$$\Delta \delta = \frac{1}{6} (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4),$$

$$\begin{aligned} k_1 &= hF(\delta, \alpha); \\ k_2 &= hF\left(\delta + \frac{k_1}{2}, \alpha\right); \\ \text{де:} \quad k_3 &= hF\left(\delta + \frac{k_2}{2}, \alpha\right); \\ k_4 &= hF(\delta + k_3, \alpha). \end{aligned}$$

Таким чином, функція  $\delta(x)$  переходить з початкової точки в точку з координатами  $(h, \Delta \delta)$ . Рекурентна процедура закінчується по дослідженні заданого числа кроків [63].

Таким чином, на основі реалізації рівняння (4.25) одержуємо розподіл безрозмірної товщини пограничного шару по довжині інгібіторної пробки, що рухається перед поршнем.

Розподіл тиску по довжині інгібіторної пробки, що рухається перед поршнем, знайдемо на основі рівняння (4.23) з урахуванням розв'язку (4.25):

$$p = \frac{2\mu}{D^2} \int_0^l \frac{3u_0 dx}{1-3\delta}. \quad (4.27)$$

Реалізація моделі (4.19) здійснюється в комплексі з реалізацією моделі (4.25) на основі методу Сімпсона. В результаті одержимо розподіл тиску в рідинній фазі по її довжині (рис.4.7). Реалізація даної задачі проведена з допомогою ЕОМ (додаток В).

Вирішення поставленої задачі полягає в наступному: при заданій швидкості  $u_0$  руху поршня визначаємо розподіл тиску по довжині рідинної пробки. Довжину рідинної пробки вибираємо кратною  $3u_0$  з умови забезпечення нормальної адгезії покриття. З (4.27) визначаємо тиск в кінцевому перерізі рідинної пробки, побудувавши лінію падіння тиску. Найбільш ефективно цю процедуру здійснювати графо-аналітичним методом [30]. Для цього будуємо за (4.27) лінію зменшення напору в рідинній області і горизонтальну лінію, що відповідає діаметру труби.

На їх перетині знаходимо довжину зони рідинної пробки, для якої напір буде не меншим за діаметр труби, тобто зону, в якій рідина тектиме повним перерізом труби. Якщо ця зона складає не менше  $3H_0$ , то розрахунок вважають закінченим. В протилежному разі корегують швидкість руху поршня  $u_0$ .

Розрахунок слід вести з урахуванням нахилу відповідної ділянки газопроводу до горизонту. Визначивши для різних ділянок швидкість  $u_0$ , при якій досягається повне змочування внутрішніх стінок труби по периметру її перерізу вибираємо максимальне значення швидкості поршня і відповідну до нього довжину рідинної пробки.

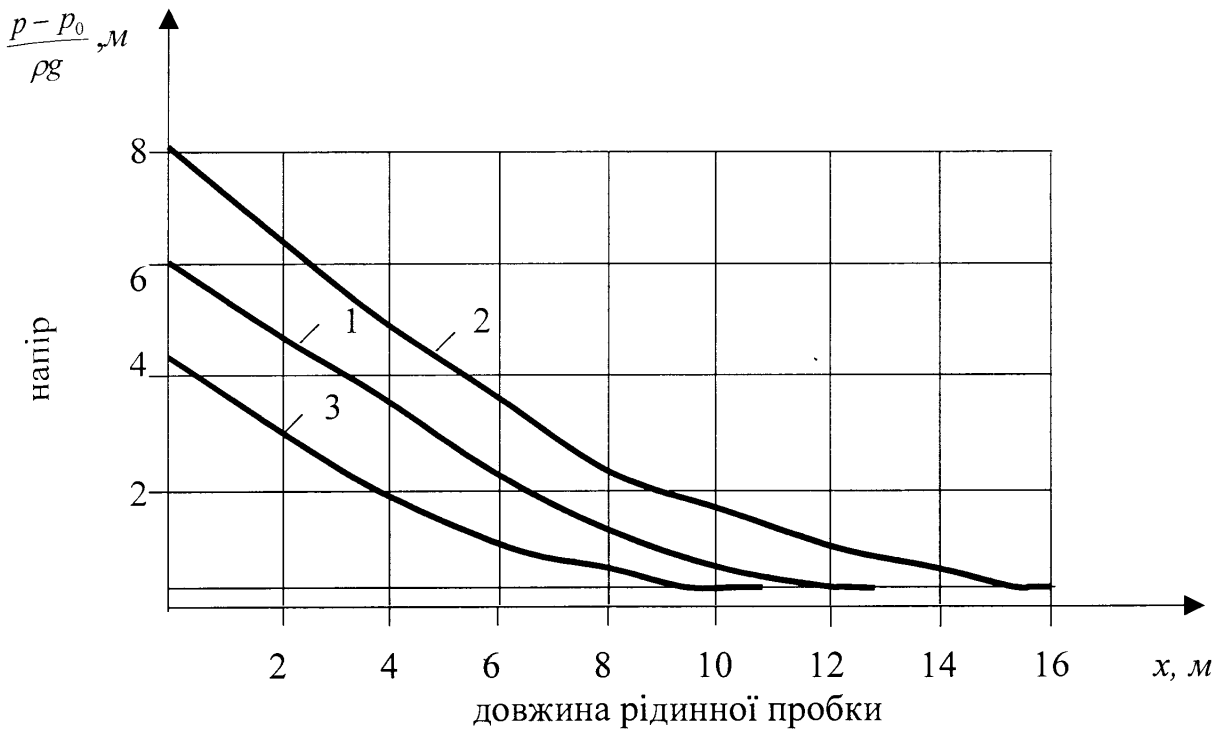


Рис.4.7. Розподіл тиску в інгібіторній пробці по її довжині

1-  $\Delta z = 0$  (рівнинний газопровід); 2-  $\Delta z = +1.5$  м (висхідна ділянка);

3-  $\Delta z = -1.5$  м (нисхідна ділянка).

### ВИСНОВКИ:

1. Доведена доцільність використання для захисту трубопроводів від внутрішньої сірководневої корозії інгібіторів корозії НАФТОХІМ – 1 і ТАРІН вітчизняного виробництва. Проведено аналіз фізико-механічних властивостей вказаних інгібіторів корозії.

2. Одержані аналітичні залежності для визначення основних технологічних параметрів при нанесенні антикорозійного покриття на внутрішню поверхню труб малого діаметра.

3. Проведено механічні випробовування сталевих взірців з нанесеними на них антикорозійними покриттями і визначені основні механічні характеристики плівки покриття.



**РОЗДІЛ 5****АЛЬТЕРНАТИВНИЙ ПРОЕКТ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЛОКАЧИНСЬКОГО  
ГАЗОВОГО РОДОВИЩА**

Впровадження результатів аналітичних і лабораторних досліджень в практику експлуатації реального обладнання вимагає їхньої попередньої дослідно-промислової перевірки. В процесі таких перевірок дістають практичне підтвердження результати досліджень і водночас вирішують нові проблеми, пов'язані з реалізацією конкретних теоретичних положень. Дослідно-промислова обробка результатів досліджень є шляхом до розробки нової техніки і технології та їхнього практичного використання [68, 76].

Альтернативний проект облаштування Локачинського родовища має за мету випробувати на практиці результати аналітичних і лабораторних досліджень та створити технологію використання їх на практиці. Діючий проект облаштування Локачинського газового родовища розроблений ВАТ "ІНСТИТУТ ПІВДЕННОІДПРОГАЗ" в 1999 році. Згідно з цим проектом газ, що видобувається з Локачинського родовища, використовується для потреб побутового сектора. Однак, цей газ має у своєму складі домішки сірководню. Тому при його спалюванні в продуктах згоряння містяться оксиди сірки, які в атмосфері при сполученні з водою утворюють сірчасті кислоти і тим самим порушують екологію регіону.

Очистка видобутого газу від сірководневих домішок діючим проектом не передбачена, оскільки вона потребує великих капіталовкладень. Взагалі вилучення сірководню з видобутої суміші газів можливе, але його утилізація і подальша переробка вимагають додаткових витрат, які можуть окупитися тільки за рахунок промислового отримання сірки з сірководню. Однак, невеликі запаси газу в Локачинському родовищі не можуть забезпечити функціонування комплексу для переробки сірководню. Спалювання ж його

призводить до порушення екологічної рівноваги повітряного басейну [44, 45].

Тому пропонуємо видобутий газ з Локачинського родовища закачувати в магістральний газопровід Івацевичі-Долина. Внаслідок невеликого обсягу видобутку, у порівнянні з продуктивністю газопроводу, в результаті змішування газових сумішей концентрація сірководню спадає до незначної величини. Це дозволить безпечно використовувати транспортований газ.

### 5.1 Загальна характеристика Локачинського газового родовища і проекту його облаштування

Локачинське газове родовище розміщене на північний захід від с.Локачі Волинської області і розробляється ГПУ Львівгазвидобування з 1994 року. Середня глибина залягання продуктивного горизонту складає 900-970 м. Середні пластові тиски коливаються в межах 8,77-9,61 МПа, а температури газу в пласті – в межах 296-298 К. Продуктивні горизонти відносяться до Середньострутинської, Нижньострутинської, Верхньоповчинської, Нижньоповчинської, Верхньолопушанської та Тівверської свит. Загальні запаси газу, прийняті при складанні проекту розробки родовища, складають 3769 млн.м<sup>3</sup>. Дані про запаси газу по продуктивних горизонтах, наведені в табл. 5.1.

Продуктивні горизонти експлуатуються одинадцятьма свердловинами. Згідно з проектом розробки Локачинського родовища річний видобуток газу повинен скласти 242 млн. м<sup>3</sup>/рік. При цьому, середній дебіт свердловини

Таблиця 5.1

## Підраховані і прийняті до проектування запаси природного газу

Світа	Горизонт	Запаси, підраховані ДПО "Західукргеологія" (1983)		Запаси, затверджені ДКЗ (1993р.)		Балансові запаси за станом на 01.01.1994		Запаси, прийняті при складанні проекту розробки (1994)
		C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	
Середньострутинська	I	261						164
Нижньострутинська	II	317		449	129	449	129	237
Нижньострутинська	III	838		-	838	838	-	363
Верхньоповчинська	IV	1275		1275	-	1275	-	638
Нижньоповчинська	V	1479		1479	-	1479	-	555
Верхньолопушанська	VI	2067		2113	554	2113	554	1336
Тіверська	VII	818		818	-	818	-	476
Всього		7655		6134	1521	6972	683	3769

складатиме 71 тис м<sup>3</sup>/добу, а можливий максимальний добовий відбір- 780тис. м<sup>3</sup>/добу.

Згідно з проектом пластовий тиск на кінець 5-го року експлуатації родовища повинен знизитися до 6,10-6,18 МПа, а робочий тиск на гирлі свердловини –7,41-7,92 МПа. Температура газу на гирлі свердловини складає 284 К. Пробурені і облаштовані свердловини на родовищі розділені між двома експлуатаційними об'єктами, характеристика яких наведена в табл. 5.2.

Таблиця 5.2

## Початкові, пластові, статичні та робочі тиски і температури

Експлуатаційні об'єкти свердловин	Глибина перфорації м	Пластові тиски і температури		Статичний тиск МПа	Робочі тиски і температури	
		МПа	К		МПа	К
I об'єкт свердл. №№ 25,27,52,53,59	900	8,43-9,02 середнє 8,77	296	8,59-7,33 мах 8,60	7,41	284
II об'єкт свердл. №№ 51,54,55,56,57,58	970	9,41-9,71 середнє 9,61	298	9,00-8,58 мах 9,00	7,92	284

Видобутий з Локачинського родовища природній газ характеризується вмістом сірководню і вуглекислого газу, а також містить меркаптанові сполуки сірки. Максимальний вміст сірководню складає 3,74% або 1,28 г/м<sup>3</sup>. Максимальний вміст меркаптанів складає 4,226% або в перерахунку на сірку 1,18 г/м<sup>3</sup>. Хімічний склад газу в об'ємних відсотках наведений в табл. 5.3.

Таблиця 5.3

## Склад газу в об'ємних відсотках

Компонент	Хімічна формула	Вміст в об'ємних відсотках	Молекулярна маса, кг/моль	Теплотворна здатність, кДж/м <sup>3</sup>
Метан	CH <sub>4</sub>	88,94	16,042	39860
Етан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,986	30,068	70425
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,246	44,094	100990
Т-бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,069	58,120	131930
П-бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,06	58,120	133980
Пентан+вищі	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,043	72,151	156710
Азот	N <sub>2</sub>	4,113	28,016	-
Водень	H <sub>2</sub>	0,159	2,016	12770
Вуглекислий газ	CO <sub>2</sub>	0,396	44,011	-
Сірководень	H <sub>2</sub> S	4,98	34,082	25460
Меркаптани		0,0015	-	-

Для проведення гідравлічних розрахунків газопроводів визначалися фізичні властивості газу, результати яких подані в табл.5.4.

Крім того, в пластовому газі міститься конденсат, конденсатна та пластова води. Конденсатний фактор складає 1-2 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, водний фактор при нормальній експлуатації-0,5 г/м<sup>3</sup>. Густина конденсату-735-750 кг/м<sup>3</sup>, молекулярна маса 114-121 кг/моль.

Для обв'язки гирла експлуатаційних свердловин № 27, 52, 58 використана фонтанна арматура АФ6 65/210 К2 в корозійно-стійкому виконанні на розрахунковий тиск 21 МПа. Вся обв'язка виконана на розрахунковий тиск 10 МПа, який перевищує початковий статичний тиск.

## Результати розрахунку фізичних властивостей газу

Параметр	Чисельне значення
Молекулярна маса газу, кг/моль	17,003
Густина, кг/м <sup>3</sup>	0,759
Відносна густина до повітря	0,587
Теплоємність, кДж/(кг×К)	2,053
ккал/ (кг×К).	0,490
Коефіцієнт динамічної в'язкості, Па×с	$1,0644 \times 10^{-5}$
кг×см <sup>2</sup> .	$1,0850 \times 10^{-6}$
Критичні параметри:	
тиск, МПа	4,585
ата.	44,982
температура, К	191,093
Теплота горіння, ккал/м <sup>3</sup>	7733,3
Газова стала, Дж/кг·град	489

Обв'язка гирла дозволяє виконувати продувку свердловини як по колоні насосно-компресорних труб, так і по затрубному просторі, проводити газодинамічні дослідження, освоєння і глушення, безпечно спалювання газу в у факельному амбарі при продувках свердловин після проведення капітального ремонту і при виводі свердловин на технологічний режим роботи. Для спалювання газу у факельному амбарі застосовують пересувний, змонтований на рамі факельний пристрій АГГМ1.00.000 на розрахунковий тиск 6,4 МПа та продуктивністю 31000 м<sup>3</sup>/год. Проектом передбачена одна ГФУ на всі свердловини.

На гирлі кожної свердловини передбачена розокремлена подача інгібітора гідратуутворення по окремому трубопроводу. Вприскування інгібітора гідратуутворення виконують перед кутовим штуцером як в основний потік газу, так і в трубопровід продувки свердловини в амбар.

Окрім того, передбачена можливість його подачі в позатрубний простір свердловини.

Відповідно до розрахунків, свердловини працюють на границі гідратоутворення. В зимовий період можливе утворення гідратів в стволі свердловини. Тому подача інгібітора гідратоутворення у кожен свердловину проводиться регулярно.

В об'язці гирла свердловини на робочій струні встановлений клапан-відсікач, який дозволяє автоматично відключати робочу струну при пориві шлейфа (по низькому тиску) згідно з вимогами відповідних нормативних документів [68].

Для контролю корозійних процесів в об'язці гирла свердловини передбачена можливість встановлення пункту контролю корозії, який дозволяє проводити відбір проб.

Технологічна схема блоку підготовки газу до транспортування зображена на рис. 5.1.

Пластовий газ від свердловини по шлейфах з тиском 6,0-6,5 МПа і температурою 5-10 °С поступає на вузол вхідних ниток, де вирівнюється до тиску 5,5 МПа за допомогою ручних регуляторів.

На вузлі вхідних ниток передбачені колектори і необхідна арматура, які дозволяють направляти пластовий газ на сепарацію або на горизонтальний факельний пристрій при продувці і опорожненні шлейфів.

Технологічна лінія складається з сепаратора I-ої ступені С-1, сепаратора II-ої ступені С-2 і теплообмінника Т-1.

Від вузла вхідних ниток газ з робочим тиском 5,5 МПа і температурою +(5-10) °С по колектору  $D_y 100$  направляється в сепаратор С-1, де проводиться відокремлення газу від рідини (водометанольної суміші і конденсату), а також механічних домішок.

Далі газ поступає в міжтрубний простір теплообмінника "газ-газ" Т-1, де охолоджується струмом холодного газу після сепаратора другої ступені С-2 до температури -3°С.

Для запобігання гідратоутворення в потік газу перед теплообмінником передбачена подача інгібітора гідратоутворення (метанолу) від дозувальних насосів.

Далі охолоджений в теплообміннику газ під тиском 4,5-3,5 МПа поступає в сепаратор другої ступені С-2. Температура газу при цьому знижується до  $-10^{\circ}\text{C}$  за рахунок дроссель-ефекту. Така температура сепарації забезпечує необхідну кондицію газу.

В сепараторі другої ступені проходить відокремлення газу від конденсату і водометанольної суміші (ВМС). Відсепарований газ проходить трубний простір рекуперативного теплообмінника Т-1, де нагрівається прямим струмом газу до температури  $3-7^{\circ}\text{C}$ , охолоджуючи прямий потік сировинного газу, і подається на пункт виміру газу, де проходить госпрозрахунковий замір. Після чого газ подають в газопровід  $D_y200$  ( $p_y=5,5\text{МПа}$ ) на ГРС Локачі.

Для регулювання температури газу у другій ступені сепарації схемою передбачена ручна байпасна лінія по потоку холодного повітря.

Рідина з сепараторів С-1 і С-2 періодично по мірі накопичення скидається в розподілювач Р-1, який з'єднаний з факельною системою.

В розподілювачі підтримується температура  $70^{\circ}\text{C}$  за рахунок підігріву теплоносієм. При цьому відбувається вивітрювання газу до стану 700мм.рт.ст при  $38^{\circ}\text{C}$ . Стабільний конденсат і водометанольна суміш збираються у відповідних відсіках розподілювача. Газ вивітрювання використовується як факел.

Конденсат і ВМС по мірі накопичення періодично зливаються в ємність збору конденсату Е-1 і ВМС Е-2. Самовитікаючий злив забезпечується різницею висотних відміток розподілювача і ємностей збору конденсату і ВМС.

Конденсат з ємності збору Е-1 вивозиться автотранспортом на нафтопереробні підприємства для подальшої переробки.



Для запобігання гідратоутворення в потік газу перед теплообмінником передбачена подача інгібітора гідратоутворення (метанолу) від дозувальних насосів.

Далі охолоджений в теплообміннику газ під тиском 4,5-3,5 МПа поступає в сепаратор другої ступені С-2. Температура газу при цьому знижується до  $-10^{\circ}\text{C}$  за рахунок дроссель-ефекту. Така температура сепарації забезпечує необхідну кондицію газу.

В сепараторі другої ступені проходить відокремлення газу від конденсату і водометанольної суміші (ВМС). Відсепарований газ проходить трубний простір рекуперативного теплообмінника Т-1, де нагрівається прямим струмом газу до температури  $3-7^{\circ}\text{C}$ , охолоджуючи прямий потік сировинного газу, і подається на пункт виміру газу, де проходить госпрозрахунковий замір. Після чого газ подають в газопровід  $D_y200$  ( $p_y=5,5\text{МПа}$ ) на ГРС Локачі.

Для регулювання температури газу у другій ступені сепарації схемою передбачена ручна байпасна лінія по потоку холодного повітря.

Рідина з сепараторів С-1 і С-2 періодично по мірі накопичення скидається в розподільувач Р-1, який з'єднаний з факельною системою.

В розподільувачі підтримується температура  $70^{\circ}\text{C}$  за рахунок підігріву теплоносієм. При цьому відбувається вивітрювання газу до стану 700мм.рт.ст при  $38^{\circ}\text{C}$ . Стабільний конденсат і водометанольна суміш збираються у відповідних відсіках розподільувача. Газ вивітрювання використовується як факел.

Конденсат і ВМС по мірі накопичення періодично зливаються в ємність збору конденсату Е-1 і ВМС Е-2. Самовитікаючий злив забезпечується різницею висотних відміток розподільувача і ємностей збору конденсату і ВМС.

Конденсат з ємності збору Е-1 вивозиться автотранспортом на нафтопереробні підприємства для подальшої переробки.

Водометанольна суміш періодично насосом 033Н-3 подається на горизонтальний факельний пристрій для спалювання або закачується в автоцистерну на вивіз.

Оскільки в складі газу є корозійно-активні компоненти, такі як сірководень і вуглекислота, в проекті проведена оцінка корозійної небезпеки.

Враховуючи, що при реалізації пускового комплексу до ОТЛ НТС підключаються тільки свердловини з низьким вмістом  $H_2S$ , оцінка небезпеки корозії і необхідності інгібіторного захисту від неї проводилась тільки по вуглекислоті, склад якої в газі складає 0,4% моль [59].

Для вуглекислотної корозії сталевого обладнання приблизна оцінка її ймовірності на основі практичного досвіду визначається за правилом Американського нафтового інституту (API) в залежності від величини парціального тиску  $CO_2$  в газі [68].

- при  $P_{CO_2} > 2 \text{ кгс/см}^2$  (0,2 МПа) корозія має місце завжди;
- при  $0,5 \text{ кгс/см}^2$  (0,05 МПа)  $< P_{CO_2} < 2 \text{ кгс/см}^2$  (0,2 МПа) корозія ймовірна;
- при  $P_{CO_2} < 0,5 \text{ кгс/см}^2$  (0,05 МПа) корозії не буде або вона мало ймовірна.

Розрахунки по газовому тракту свердловина-газопровід показують, що парціальний тиск складає:

- на гирлі свердловини при тиску 6,3-7,4 МПа-  $P_{CO_2}=0,03 \text{ МПа}$  ( $0,3 \text{ кгс/см}^2$ );
- в шлейфі від свердловин до УКПГ при тиску 5,5 МПа-  $P_{CO_2}=0,02 \text{ МПа}$  ( $0,2 \text{ кгс/см}^2$ );
- після сепарації 011С-1 при робочому тиску 5,5 МПа-  $P_{CO_2}=0,02 \text{ МПа}$  ( $0,2 \text{ кгс/см}^2$ ).

Як видно з наведених даних для всіх свердловин, шлейфів та обладнання вуглекислотної корозії не буде, тому інгібіторний антикорозійний захист проектом не передбачений [78, 96].



Аналіз температурного режиму роботи свердловин і шлейфів, проведений в проекті ЮНГГ 1997 р. "Обустройство Локачинского ГМ на период ОПЭ", показує, що всі свердловини працюють на границі гідратуутворення ( $T_{уст}=11^{\circ}\text{C}$ ). Крім того, в зимовий період можливе утворення і відкладення гідратів в стовбурі свердловини.

Шлейфи в зимовий період також попадають в гідратний режим. Тому інгібітор гідратуутворення подається регулярно у всі свердловини.

Крім того, інгібітор гідратуутворення подається і в технологічну лінію. В якості інгібітора гідратуутворення застосовується метанол.

В пусковий комплекс включений газопровід  $D_{y200}$  від ОТЛ НТС до АГРС смт.Локачі.

Початок траси газопроводу-відводу до АГРС Локачі – Західна сторона майданчика ОТЛ НТС. Кінець траси – діючий газопровід  $D_{y200}$ , що прокладений в 50 м від запобіжного крана АГРС смт.Локачі. Довжина траси-10 км 280 м.

## 5.2 Корективи до проекту облаштування Локачинського газового родовища

Принциповою відмінністю альтернативного (запропонованого) проекту облаштування Локачинського газового родовища від існуючого (розробленого ВАТ "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ") є напрямок транспортування і використання видобутого природного газу. Згідно з існуючим проектом видобутий газ по газопроводу  $D_{y200}$  довжиною 10,28 км подається на вхід АГРС смт. Локачі для потреб побутового сектора. При цьому газопровід і обладнання АГРС не захищене від сірководневої корозії,

оскільки при тисках, менших за 0,05 МПа, сірководнева корозія мало ймовірна. Однак, таке технічне рішення вимагає додаткового розширення АГРС в зв'язку зі збільшенням обсягів реалізації газу, що вимагає додаткових матеріальних витрат. Крім того, при спалюванні газу, що містить домішки сірководню, утворюються оксиди сірки, які в контакт з атмосферною вологою створюють кисле середовище, що негативно позначається на екологічній ситуації в регіоні.

Альтернативний проект передбачає зниження концентрації сірководню в газі до допустимої величини шляхом змішування видобутого сірководневого газу з "чистим" газом, який немає сірководневих домішок. Для досягнення вказаної мети пропонуємо спорудити газопровід-відвід від споруд Локачинського родовища до магістрального газопроводу Івацевичі-Долина. Довжина вказаного газопроводу-відводу з урахуванням рекогносціювання траси складе 1820 м.

Магістральний газопровід Івацевичі-Долина являє собою триниткову систему. На ділянці Ратно-Ковель, до якої планується під'єднати вказаний газопровід з Локачинського газового родовища, система складається з газопроводу 820×12 мм (І нитка), газопроводу 1220×16 мм (ІІ нитка) і газопроводу 1220×16 мм (ІІІ нитка). Загальна пропускна здатність системи газопроводів Івацевичі-Долина складає 95 млн м<sup>3</sup>/добу. Розподіл витрат по нитках з урахуванням реального гідравлічного їхнього стану такий:

І нитка – 16 млн. м<sup>3</sup>/добу, ІІ нитка – 30 млн м<sup>3</sup>/добу, ІІІ нитка – 49 млн. м<sup>3</sup>/добу. В літній період внаслідок сезонної нерівномірності газопостачання перекачування газу по газопроводу Івацевичі-Долина суттєво знижуються. Загальна мінімальна добова витрата складає 49 млн м<sup>3</sup>/добу, в тому числі по І нитці - 9 млн м<sup>3</sup>/добу, по другій нитці - 16 млн м<sup>3</sup>/добу, по третій нитці – 24 млн м<sup>3</sup>/добу. Проектний робочий тиск на вході КС Ратно складає 5,6 МПа, а на вході КС "Кобрин" – 3,5 МПа. В точці під'єднання проектного газопроводу-відводу від Локачинського газового родовища, яке

знаходиться на віддалі 72,6 км від початку лінійної ділянки (68,5% її довжини) проектний робочий тиск складає 4,27 МПа. Реальний робочий тиск в даній точці в зимовий період складає 3,85 МПа, в літній – 4,05 МПа.

Для вибору діаметра газопроводу-відводу від Локачинського газового родовища до магістрального газопроводу Івацевичі-Долина були прийняті експериментально найнесприятливіші умови:

-тиск у відповідному газопроводі дорівнює тиску на гирлі свердловини на кінець п'ятого року експлуатації,  $p_n=6,44$  МПа;

-тиск в точці під'єднання газопроводу-відводу до магістралі Івацевичі-Долина дорівнює проектному тиску  $p_n=4,27$  МПа;

-середня температура газу в газопроводі-відводі дорівнює температурі на гирлі свердловини – 384 К;

-добова продуктивність газопроводу-відводу дорівнює максимальній добовій продуктивності Локачинського газового родовища - 210 тис м<sup>3</sup>/добу.

За таких умов розрахункове значення діаметра газопроводу-відводу знаходиться за формулою:

$$d = \left[ \frac{Q}{1,64 \cdot 10^{-6} \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{\Delta z T_{cp} L}}} \right]^{\frac{1}{2,6}}, \quad (5.1)$$

де  $Q$  - витрата газу в млн м<sup>3</sup>/добу;

$p_n, p_k$  - початковий і кінцевий тиск, бар;

$L$  - довжина газопроводу-відводу, км;

$T_{cp}$  - середня температура газу, К;

$\Delta$  - відносна густина газу;

$z$  - коефіцієнт стисливості газу.

$$z = 1 - 5,5 \frac{p_{cp} \Delta^{1,3}}{T_{cp}^{3,3}}, \quad (5.2)$$

$p_{cp}$  - середній тиск, Па.

$$p_{cp} = \frac{2}{3} \left( p_h + \frac{p_k^2}{p_h + p_k} \right) = \frac{2}{3} \left( 6,44 + \frac{4,27^2}{6,44 + 4,27} \right) = 5,43 \text{ (МПа);} \quad (5.3)$$

тоді:

$$z = 1 - 5,5 \frac{5,43 \cdot 10^6 \cdot 0,586^{1,3}}{284^{3,3}} = 0,881$$

Розрахункове значення діаметра:

$$d = \left[ \frac{0,21}{1,64 \cdot 10^{-6} \sqrt{\frac{64,4^2 - 42,7^2}{0,586 \cdot 0,881 \cdot 284 \cdot 1,82}}} \right]^{1/2,6} = 60,6 \text{ мм.}$$

Враховуючи можливість екстремального завантаження газопроводу при падінні тисків на гирлі свердловин, а також наявність сортаменту труб, прийнято рішення споруджувати газопровід-відвід з труб 103×5 мм. Для перевірки міцності труб від дії внутрішнього тиску виконано розрахунок на міцність газопроводу [53].

З метою перевірки пропускної здатності газопроводу-відводу виконано його гідравлічний розрахунок при вищевказаних даних з урахуванням величини прийнятого діаметра [34, 52]. Розрахунок проводився ітераційним методом. Температура газу в газопроводі вважалась при цьому сталою і рівною температурі на початку траси.

В результаті розрахунків встановлено, що газопровід-відвід здатний забезпечити перекачування максимально видобутого з Локачинського газового родовища газу в магістральний газопровід Івацевичі-Долина.

Рівноважна концентрація сірководню в магістральному газопроводі Івацевичі-Долина (І нитка) після змішування газів визначається для умов максимально можливої добової продуктивності родовища, яка дорівнює пропускній здатності газопроводу-відводу  $(0,532 \frac{\text{млн м}^3}{\text{добу}})$ , максимально

можливій концентрації у видобутому газі сірководню ( $c_{\max} = 3,74\%$ ) і при мінімальній витраті газу по I нитці газопроводу Івацевичі-Долина  $\left(Q_i = 9 \frac{\text{млн.м}^3}{\text{добу}}\right)$ . В такому випадку :

$$C_{\text{рiв}_1} = C_{\max} \frac{q}{Q_i + q} = 3.74 \frac{0.532}{9 + 0.532} = 0.,08.$$

Допустима концентрація сірководню в природному газі з точки зору запобігання сірководневої корозії внутрішньої поверхні труб при тиску 5,0МПа і температурі 300 К складає  $[C]=0,45\%$ . Таким чином, навіть в екстремальних умовах корозійні процеси в магістральному газопроводі Івацевичі-Долина, зумовлені наявністю сірководневих домішок в перекачуваному газі, не відбуватимуться.

Після змішування газів всіх трьох ниток газопроводу Івацевичі-Долина на вході КС Кобрин концентрація сірководню в газі знизиться ще більше і для екстремальних умов складе:

$$C_{\text{рiв}_{1+2+3}} = C_{\max} \frac{q}{Q_1 + Q_2 + Q_3 + q} = 3.74 \frac{0.532}{9 + 16 + 24 + 0.532} = 0.04\%. \quad (5.4)$$

Спалювання газу з такою концентрацією сірководню в камерах газових турбін не впливатиме на екологію регіону.

Однак, для реалізації проекту необхідно вирішити питання з під'єднанням газопроводу-відводу до магістрального газопроводу Івацевичі-Долина та захисту корозійно-небезпечної зони магістралі.



### 5.3 Захист від корозії відвідного газопроводу

Альтернативний до нашого проект не передбачає очистку пластового газу від домішок сірководню і тому вимагає надійного захисту обладнання і комунікації від сірководневої корозії [91]. Пропонується в якості покриття труб і обладнання, які контактують з транспортованим газом, використати інгібітор корозії НАФТОХІМ-1, властивості якого наведено вище (п. 4.1). Враховуючи результати проведених досліджень, можна стверджувати, що покриття з плівки інгібітору НАФТОХІМ-1 створить надійний корозійний захист поверхні труб і обладнання від сірководневої корозії [35,38]. Однак не до кінця відпрацьованою при цьому є технологія нанесення цього інгібітора у вигляді плівкового покриття на внутрішню поверхню трубопроводу. Результати досліджень показують, що надійно по всіх показниках покриття утворюється після дворазової обробки поверхні інгібітором з витримкою часу після кожного покриття не менше 24 год при температурі 20°C. Вказані умови неважко витримати, якщо існує можливість рівномірного нанесення інгібітора на внутрішню поверхню трубопроводу. Така можливість стає реальною при застосуванні рухомого еластичного поршня (див.п.4.2), який проштовхує всередині труби інгібіторну пробку. При цьому є дві умови забезпечення рівномірного нанесення інгібіторної плівки на внутрішню поверхню трубопроводу в умовах траси: безперервний контакт інгібітора протягом часу, не меншим 3с, а також швидкість руху системи “поршень-рідина пробка”. Вище було відмічено, що швидкість руху системи “поршень-рідина пробка”, при якій забезпечується рівномірне змочування внутрішньої поверхні труб інгібітором залежить від кута нахилу ділянки газопроводу до горизонту. На висхідних ділянках труби цю швидкість можна зменшити, а на нисхідних необхідно збільшити. На невеликих довжинах лінійної частини трубопроводу регулювання швидкості руху системи

“поршень-рідинна пробка” є недоцільним. Було також відмічено, що з усіх обчислених для кожної конкретної ділянки газопроводу значень швидкості вибираємо максимальне. Профіль траси газопроводу-підводу довжиною 1820 м наведено на рис.5.2. Він побудований на основі нівелірного знімання траси. За нульову відмітку умовно прийнято найнижчу точку траси. Початкова лінійна відмітка траси відповідає пункту збору газу Локачинського газового родовища, а кінцева – магістральному газопроводу Івацевичі-Долина в точці, де пропонується врізка.

З технологічної точки зору запуск поршня з інгібіторною пробкою доцільно проводити в напрямку, зворотньому рухові газу, тобто від магістрального газопроводу Івацевичі-Долина до збірному пункту Локачинського родовища. Такий висновок, в першу чергу, базується на результатах аналізу профілю. Крім того, в протилежному разі, систему “поршень-рідинна-пробка” рухатиме газ з домішками сірководню, що негативно позначиться на надійності інгіторного покриття. З рис.5.2 видно, що найбільш крутою нисхідною ділянкою траси є ділянка з лінійними відмітками 1642 м (початок) і 1511 м (кінець). При нульовій вертикальній відмітці кінця ділянки її початок має відмітку +23,4 м .

$$\text{Кут нахилу ділянки до горизонту: } \alpha = \arctg \frac{\Delta z}{\Delta x} = \arctg \frac{23,4}{1642 - 1511} = 10^{\circ} 7' 40''.$$

Величина кута нахилу нисхідної ділянки покладена в основу визначення швидкості руху системи “поршень-рідинна пробка”, при якій забезпечується повний контакт інгібітора з внутрішньою поверхнею трубопроводу по всій довжині траси.

Поставлена задача носить характер невизначеності, оскільки з двох поставлених умов необхідно знайти три невідомі (об'єм інгібіторної пробки, швидкість руху системи “поршень-рідинна пробка” і гідравлічні втрати напору). Тому задача реалізується методом послідовних наближень, алгоритм якого можна скласти у вигляді:

1. Задаються об'ємом рідинної інгібіторної пробки  $V_i$  і при відомому діаметрі трубопроводу  $d$  знаходять довжину пробки  $l_i$ :  $l_i = \frac{4V_i}{\pi d^2}$ ,

2. При відомому часі контакту  $t_k < 3$  визначають необхідну швидкість руху інгібіторної пробки:  $W_i \leq \frac{l_i}{t_k}$ ,

3. За викладеною вище методикою (п.4.2) при відомих властивостях інгібітора, довжині інгібіторної пробки і швидкості її руху будують графік зміни тиску по довжині інгібіторної пробки (рис 5.3).

4. Якщо в результаті реалізації п.3 встановлено, що напір на вільному кінці інгібіторної пробки перевищує  $1,5d$ , то всі умови вважаються задовільними і розрахунок закінчують. Якщо вказана умова не виконується, то змінюють об'єм рідинної пробки і повертаються до п.1.

Слід також відмітити, що якщо напір на вільному кінці рідинної пробки значно перевищує вказану величину, то з метою економії інгібітора можна зменшити об'єм  $V_i$  і повернутися до п.1.

Розрахунки показують, що з метою скорочення числа ітерацій для першого наближення об'єм рідинної пробки слід взяти таким, щоб виконувалась умова нанесення рівномірної плівки покриття товщиною  $\delta = 0,25 \text{ мм}$  по всій довжині трубопроводу, тобто:

$$V_i^{(S=0)} = \pi d \delta L = \pi \cdot 93 \cdot 0,25 \cdot 1820 \cdot 10^3 = 1,329 \cdot 10^8 \text{ мм}^3.$$

Приймаємо об'єм рідинної інгібіторної пробки 133 л, що складе довжину пробки в трубопроводі:

$$l_i = \frac{4 \cdot 0,133}{\pi \cdot 0,0932^2} = 19,58 \text{ м}.$$

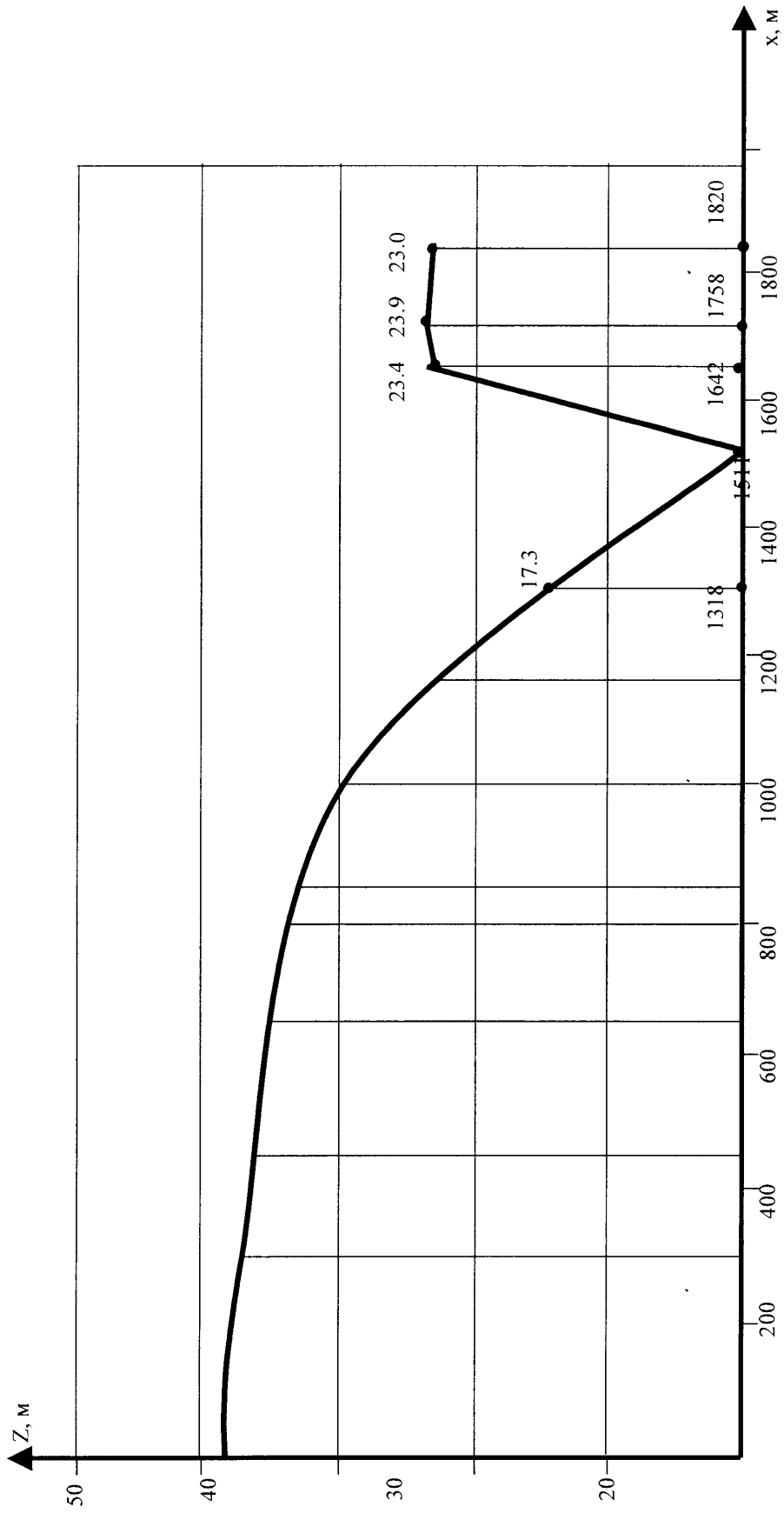


Рис.5.2. Профіль траси газопроводу-відводу довжиною 1820 м

Для проштовхування рідинної інгібіторної пробки по довжині газопроводу-відводу використовували еластичний паралоновий поршень типу ДЗК, який запускали через камеру тиску поршня, обладнану на вузлі під'єднання до магістралі Івацевичі-Долина, і приймали в камері прийому поршня, обладнаній на пункті збору газу Локачинського газового родовища. Довжина еластичного поршня вибрана апріорно 0,5 м (~5d). Після встановлення поршня в камері тиску проводилась заливка інгібітора корозії через спеціальний штуцер, зварений в газопровід-відвід на віддалі 20 м від вузла під'єднання, діаметром 2" і довжиною 0,5 м. Вказаний штуцер обладнаний нульовим запірним краном. На штуцер встановлюється бочка з інгібітором ємністю 60 л, і рідина під власним напором через штуцер виливалась в трубопровід і стікала до поршня, утворюючи рідинну пробку. При цьому паралоновий поршень поступово насичувався інгібітором корозії. При повному насиченні поршня інгібітором спостерігається фільтрація рідини через пористе середовище (паралон), і інгібітор починає витікати в камеру пуску поршня. Для запобігання цьому визначався час насичення паралонового поршня інгібітором корозії. Для цього поршень, аналогічний застосованому, встановлювався знизу вертикальної труби внутрішнім діаметром 93 мм, а зверху заливався інгібітором до рівня над поршнем 0,5 м, що відповідає статичному напору в газопроводі. При цьому вимірювали час, за який інгібітор просочиться на нижню торцеву поверхню поршня. Цей час склав 76с. Отже, час заливання інгібітора в трубопровід до моменту пуску поршня не повинен перевищувати вказаний. Час заливання інгібітора складається з двох складових. Оскільки заливання відбувається з постійною доливкою інгібітора в бочку, тобто при постійному сталому його рівні, то витрата при витіканні

рідини в трубопровід становить: 
$$Q_1 = \mu \frac{\pi d_u^2}{4} \sqrt{2g(h_u + h_o)},$$

де  $\mu$  - коефіцієнт витрати; 
$$\mu = \frac{1}{\sqrt{1 + \xi_{ex} + \xi_{enx} + \lambda \frac{l_u}{d_u}}},$$

$l_u, d_u$  - довжина і внутрішній діаметр штуцера;

$h_u, h_o$  - висота штуцера і бочки ( $h_u = 0,5\text{ м}$ ,  $h_o = 1,2\text{ м}$ );

$q$  - прискорення сили тяжіння;

$\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного опору, (приймаємо 0,024, згідно з [28]);

$\xi_{\text{вх}}$  - коефіцієнт місцевого опору входу в трубу, ( $\xi_{\text{вх}} = 0,5$ , згідно з [28]);

$\xi_{\text{вих}}$  - коефіцієнт місцевого опору виходу з труби, ( $\xi_{\text{вих}} = 1$ , згідно з [28]).

Тоді:

$$\mu = \frac{1}{\sqrt{1 + 0,5 + 1 + 0,024 \frac{0,5}{0,093}}} = 0,617;$$

$$Q = 0,617 \frac{\pi \cdot 0,048^2}{4} \sqrt{2 \cdot 9,8(0,5 + 1,2)} = 0,0064 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Отже, час витікання об'єму 0,133 м<sup>3</sup> складе:

$$\tau_1 = \frac{0,133}{0,0064} = 20,8 \text{ с};$$

Друга складова часу – це час на приймання і виконання командних рішень (приймаємо 20 с). Отже, сумарний час на запуск системи "поршень-рідина пробка" складе :

$$\tau = 20,8 + 20 = 40,8 \text{ с};$$

Таким чином, при заданих параметрах системи час заливки інгібітора в трубопровід не перевищує час його фільтрації через поршень.

Швидкість руху поршня за умови повного змочування поверхні трубопроводу інгібітором становить:  $\omega_i \leq \frac{l_i}{t_k} = \frac{19,58}{3} = 6,52 \text{ м/с}$ .

При прийнятому значенні швидкості 6 м/с з урахуванням найбільшого кута нахилу нисхідної ділянки до горизонту побудовано графік розподілу тиску по довжині пробки (рис. 5.3).

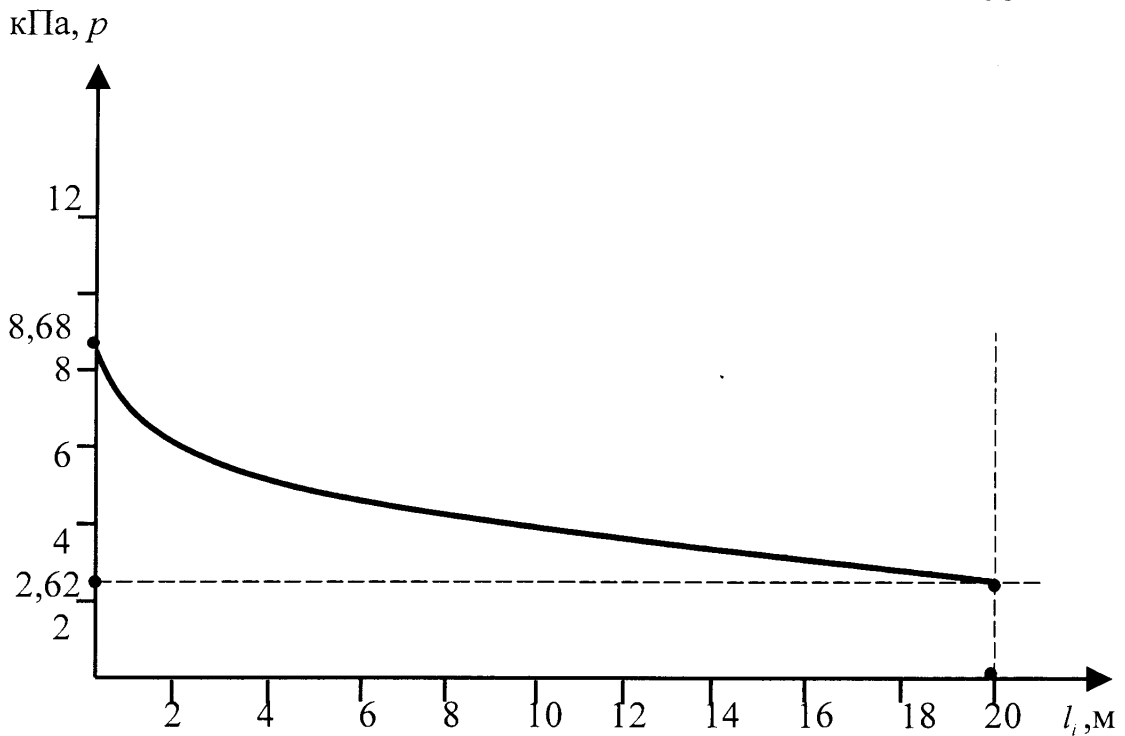


Рис.5.3. Розподіл тиску по довжині інгібіторної пробки

Згідно з розрахунками і побудованим графіком тиск рідинної пробки на поршень складе 8,68 кПа, тиск на вільному кінці інгібіторної пробки дорівнює 2,62 кПа. Отже, напір на вільному кінці інгібіторної пробки при її русі на найкрутішій нисхідній ділянці траси складе:

$$h = \frac{p}{\rho g} = \frac{2,62 \cdot 10^3}{1100 \cdot 9,81} = 0,243 \text{ м.}$$

Цей напір дещо перевищує необхідний ( $1,5 \cdot d = 0,14$  м). Отже, параметри режиму є прийнятними [70].

Для забезпечення розрахункової швидкості руху поршня необхідно визначити тиск на початку газопроводу-відводу [60]. При цьому враховуємо, що вільний кінець газопроводу відкритий в атмосферу, і надлишковий тиск там відсутній. Тоді диференціальне рівняння руху системи :

$$(m + M) \frac{d\omega}{dt} = pf - (\Delta p_i f + F_{mp}) - (m + M)g \sin \alpha_{\max},$$

де  $m$ ,  $M$  - маса поршня і інгібіторної пробки;  $m=0,6$  кг;

$M = \rho V_i = 0,133 \cdot 1100 = 146,3$  кг. Внаслідок незначної маси поршня у порівнянні з масою інгібіторної пробки нею знехтуємо;

$\Delta p = 8,68$  кПа-втрати тиску в інгібіторній пробці;

$F_{mp}$  - сила тертя поршня по внутрішній поверхні труб (на основі дослідів встановлено, що  $F_{mp} = 26,5$  Н).

$$f = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0,093^2}{4} = 6,79 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2 \quad \text{— площа поперечного перерізу}$$

трубопроводу;

$f_{\max}$  -максимальний кут нахилу висхідної ділянки до горизонту:

$$f_{\max} = \arctg\left(\frac{17,3}{1511-1313}\right) = 5^\circ.$$

Розв'язок диференціального рівняння при нульових початкових умовах має вигляд:

$$\omega = \left( \frac{pf}{M} - \frac{\Delta p_i f + F_{mp}}{M} - q \sin \alpha_{\max} \right) \cdot t,$$

де  $t$ -час руху поршня:

$$t = \frac{L}{\omega} = \frac{1820}{6,52} = 303,3 \text{ с.}$$

Звідси знайдемо тиск газу на поршень:

$$p = \frac{M}{f} \left( \frac{\omega}{t} + \frac{\Delta p_i f + F_{mp}}{M} + q \sin \alpha_{\max} \right) = \frac{146,3}{6,79 \cdot 10^{-3}} \times$$

$$\times \left( \frac{6}{303,3} + \frac{8,68 \cdot 10^3 \cdot 6,79 \cdot 10^{-3} + 26,5}{146,3} + 9,81 \cdot \sin 5 \right) = 0,3 \text{ МПа.}$$

Такий надлишковий тиск був забезпечений на початку газопроводу шляхом дроселювання газу і контролювався за встановленим манометром. Реальний час процесу склав 5 хв 24 с, тобто 324 с, відхилення від розрахункового склало 6,8 %. Реальна швидкість склала 5,62 м/с.

Процес нанесення інгібіторного покриття здійснювався в два етапи. Після першого нанесення була зроблена витримка часу 24 год при середній температурі 20 °С для застигання. Після цього процес нанесення інгібітора повторювався аналогічно.



З метою можливості візуального контролю за якістю нанесення покриття на нисхідній (найкрутішій) ділянці траси була вмонтована на фланцевих з'єднаннях вставка в трубопровід з труби такого ж діаметру. Після повторного нанесення покриття і його застигання фланцеві з'єднання було демонтовано, що дало змогу від'єднати вставку і візуально оцінити характер нанесення покриття. В результаті цього встановлено, що плівка інгібіторного покриття надійно покриває внутрішню поверхню трубопроводу у всіх її точках. Запропонований метод нанесення плівок інгібіторних покриттів на внутрішню поверхню трубопроводів малого діаметру може бути рекомендований для промислового використання.

#### 5.4 Розробка захисту вузла врізки від сірководневої корозії

Врізку газопроводу–відводу в III-ю нитку магістрального трубопроводу Івацевичі - Долина пропонується здійснювати через лупінг, споруджений на магістралі. У відповідності до наявності запірної арматури та труб, лупінг вирішено запроектувати і спорудити з труб діаметра 720×10мм, а для відсікання його від магістралі використати два кульових крани ДУ 700 фірми “Сігма дольні бенешов” (Чехія) з приводом “4КД банско” (Чехія) з торцями для приварювання [62].

Робоча довжина лупінга, на якій відбудуватиметься змішування газів, визначалась за методикою, описаною вище. Результати з її визначення, а також визначення довжини небезпечної зони змішування газів в магістралі, яку також слід захистити від сірководневої корозії, ілюструє графік, наведений на рис.5.4. При побудові графіків і визначенні робочої довжини лупінга та небезпечної зони змішування газів в магістралі приймалось, що вміст сірководню в підкачуваному газі є максимально можливим для даного

родовища і становить 3,74%, а допустима концентрація сірководню в газі після змішування складає 20 мг/м<sup>3</sup>. Розрахунки виконано при мінімально можливому тиску 4 МПа і максимально можливій температурі 290К, тобто для умов, за яких довжина зони змішування буде максимальною.

Захисне інгібіторне покриття на основі інгібітора "НАФТОХІМ-1" наносилось на внутрішню поверхню труб при температурі 20 °С методом розпилювання (див. п.3.2). Після нанесення одного шару покриття відводилось 24 год часу на його застигання, після чого операцію розпилювання повторили.

На елементи кульових кранів, відводи, коліна та зварні з'єднання захисне покриття наносили шляхом розпилення при допомозі ручного пульверизатора [61].

Для захисту від корозії труб лупінга і небезпечної зони змішування магістралі використовували пристрій, принципова схема якого наведена вище (див. п.4.2).

В якості ємності для інгібітора було використано зварний циліндричний бак з труби діаметром 426×4 мм довжиною 0,8 м. До нього в двох місцях під кутами 120° приварені трубки діаметром 20 мм, в які вставлялись спиці з напрямними роликками. Спиці фіксували за допомогою гвинтів. Цей пристрій використовували для нанесення внутрішнього покриття для трубопроводів Ду 800 мм і Ду 700 мм. Вздовж осі корпусу розміщена на підшипниках труба діаметром 38×2 мм. Передню опору виконано у вигляді підшипника ковзання, а задню – у вигляді підшипника кочення. До переднього кінця за допомогою трубної різьби 1 1/2" під'єднана труба-коромисло з соплами для розпилення інгібітора корозії. Задній торець труби з'єднаний за допомогою шланга з ресівером компресора ЗНФ-55. При цьому, з'єднання труби зі шлангом не перешкоджає її оберտальному руху.

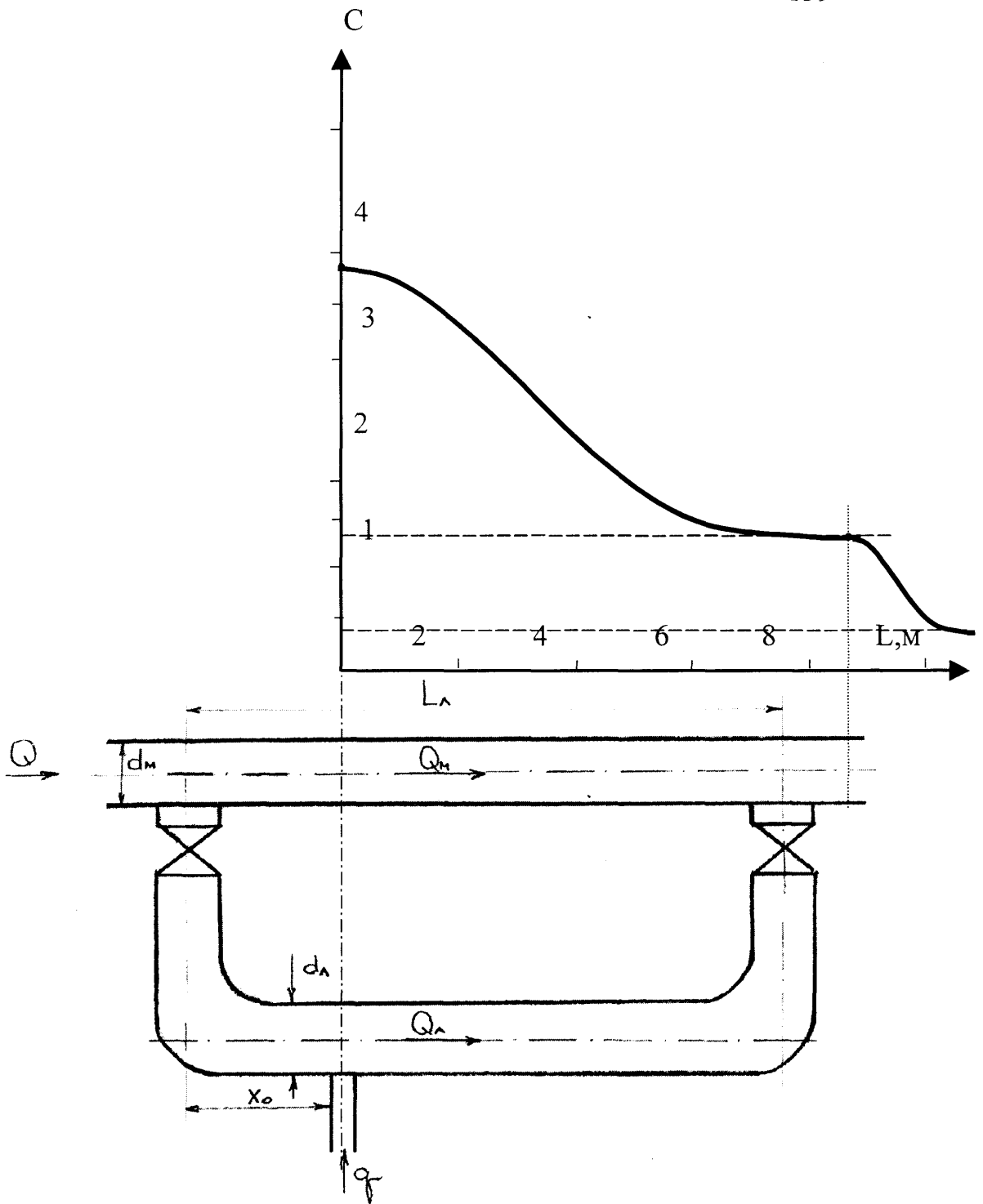
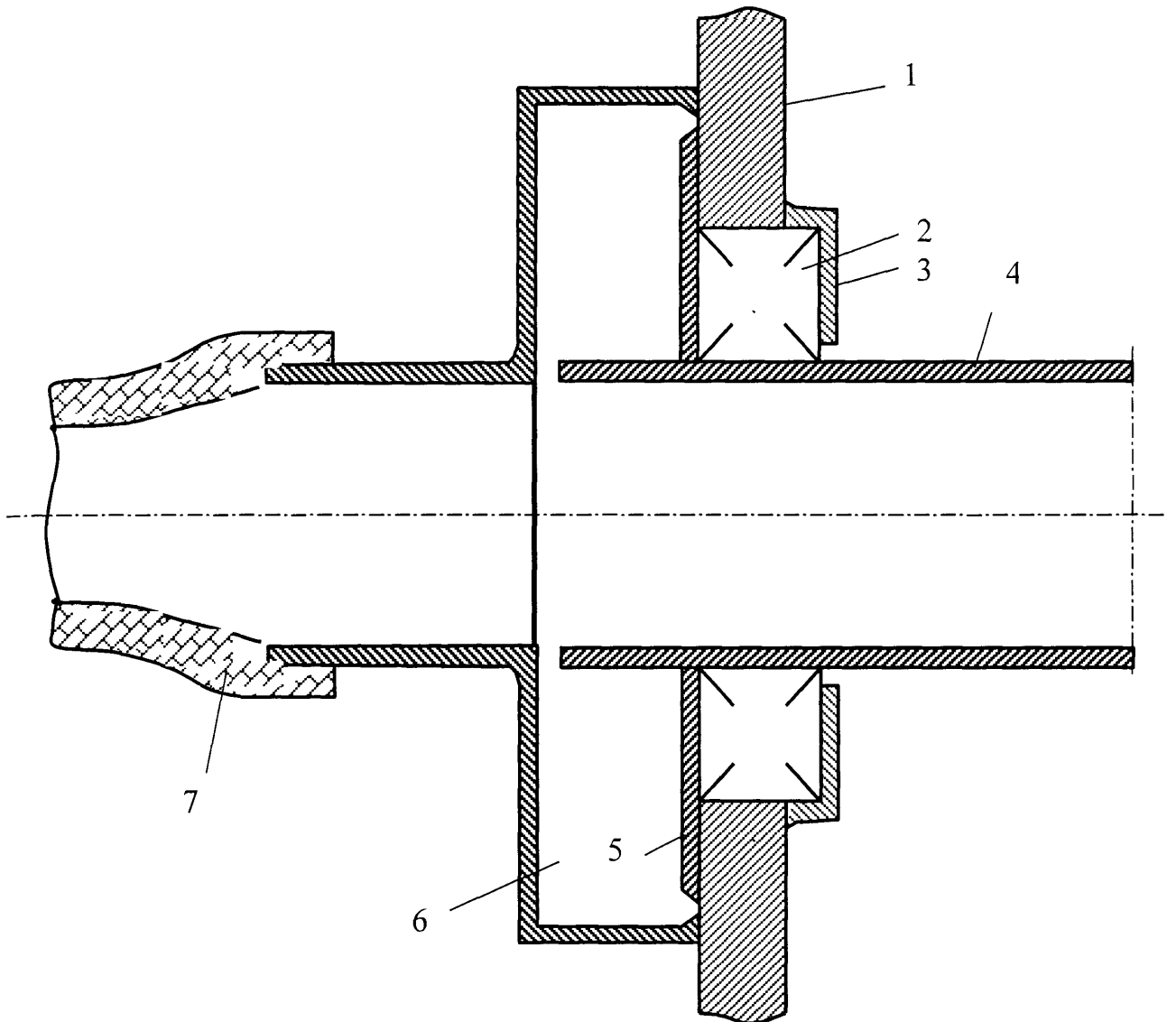


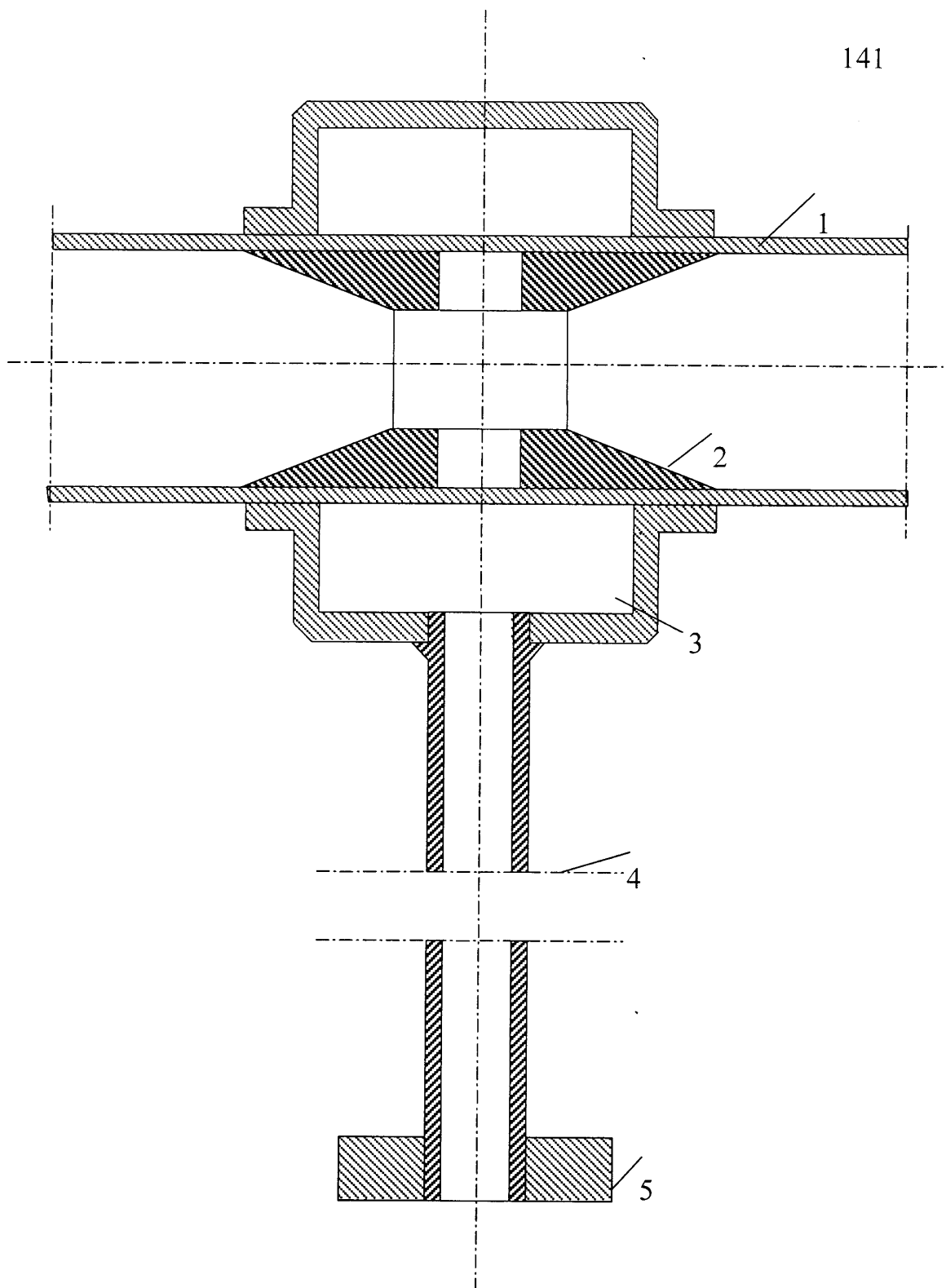
Рис.5.4. Зміна довжини небезпечної зони змішування газів в лупінгу

На середині осьової труби розміщено дифузор, який служить для забору інгібітора з бака корпусу. До дифузора під'єднана забірна камера з патрубком, який має вантаж на вільному кінці і при обертанні труби завжди займає вертикальне положення. Дифузор має звуження з 34 мм до 15 мм. Це забезпечує зниження тиску стисненого повітря в найбільш вузькому місці в



- 1-дно корпусу;
- 2-підшипник;
- 3-підшипникове гніздо;
- 4-труба;
- 5-кришка підшипника;
- 6-камера;
- 7-шланг.

Рис 5.5 . Схема під'єднання пристрою до компресора.



- 1- осьова труба
- 2- дифузор
- 3- забірна камера
- 4- забірний патрубок
- 5- вантаж

Рис. 5.6 . Схема дифузора.

0,213 рази по відношенню до його тиску в трубі при швидкостях руху повітря в діапазоні від 5 до 10 м/с.

Труба-коромисло, яка з'єднана з осью трубою за допомогою різьби в перпендикулярній до неї площині, має діаметр  $38 \times 2$  мм, а довжина її залежить від діаметра трубопроводу, на який наноситься покриття. Для трубопроводу  $720 \times 10$  мм ця довжина складає 690 мм, для трубопроводу  $820 \times 12$  мм – 780 мм. Кінці труби-коромисла мають сопла з внутрішнім діаметром 8 мм (рис.5.5).

Для забезпечення рівномірного нанесення інгібітора на внутрішню поверхню труби важливо витримати співвідношення між кутовою швидкістю обертання труби-коромисла і осью лінійною швидкістю поступального переміщення пристрою.

Лінійну швидкість руху пристрою вздовж осі трубопроводу можна вибрати довільно, а кутова швидкість обертання труби-коромисла визначається характером витікання стиснутого повітря через сопла і ступенем ежекції.

Для визначення кутової швидкості обертання труби-коромисла, зумовленою реактивною силою при витіканні струменя стиснутого повітря з інгібітором через сопла, складено рівняння руху у вигляді:  $I \frac{d\omega}{dt} M_R - M_o$ ,

де  $I$  – момент інерції труби-коромисла;

$\omega$  - кут повороту труби-коромисла;

$M_R$  – момент, створений реактивною силою;

$M_o$  – момент сил опору;

Момент інерції труби-коромисла визначається за формулою:

$$I = \frac{m_r (R_r^2 + r_r^2)}{2} + \frac{m_k (R_k^2 + r_k^2)}{2},$$

де  $m_r, m_k$  - відповідно, маса труби і коромисла;

$R_r, R_k$  - зовнішній радіус, відповідно, труби і коромисла;

$r_r, r_k$  - внутрішній радіус, відповідно, труби і коромисла.

Тоді для трубопроводу діаметром 720×10 мм маємо:

$$I_{720} = \frac{6860,31(0,72^2 + 0,7^2)}{2} + \frac{4800,28(0,38^2 + 0,34^2)}{2} = 4083,01 \text{ кг/м}^3.$$

Аналогічно для трубопроводу діаметром 820×11 мм маємо:

$$I_{820} = \frac{9368,67 \cdot (0,82^2 + 0,796^2)}{2} + \frac{5426,41(0,38^2 + 0,34^2)}{2} = 6823,25 \text{ кг/м}^3.$$

Для визначення величини моменту опору проведено наступний дослід. На реальному пристрої системі "труба-коромисло" надавали обертового руху. При цьому вимірювали час  $t_n$ , за який зроблено перший оберт навколо осі обертання, і час до повної зупинки системи  $\tau$ . Диференціальне рівняння руху в цьому випадку має вигляд:  $I \frac{d\omega}{dt} = -M_0$ .

$$\text{Звідси: } \frac{d\omega}{dt} = -\frac{M_0}{I},$$

$$\text{або: } \omega = C - \frac{M_0}{I} \cdot t,$$

де  $C$ - стала інтегрування.

При  $t=0$  (початковий момент часу) кутова швидкість  $\omega_0 = \pi/t_n$ , тоді

$$C = \omega_0 \text{ Отже, } \omega = \omega_0 - \frac{M_0}{I} \cdot t.$$

Для кінцевого моменту часу  $t = \tau$ ,  $\omega = 0$ . Тому:  $M_0 = \frac{I \cdot \omega_0}{\tau} = \frac{\pi \cdot I}{\tau \cdot t_n}$ .

Знаючи момент інерції, можна визначити момент опору для різних випадків [51]. Результати розрахунків показали, що для трубопроводу діаметром 720 мм  $M_0=261,7$  Н·м, а для трубопроводу діаметром 820 мм  $M_0=279,7$  Н·м.

Реактивна сила, спричинена витіканням газо-інгібіторної суміші через сопло [98], може бути знайдена, якщо відома масова витрата повітря, яка, в свою чергу, може бути розрахована за формулою Сен-Венана-Вентцеля:

$$m_n = \frac{\pi \cdot d_c^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot k}{k-1} \cdot p_0 \cdot \rho_0 \cdot \left[ \left( \frac{p_{am}}{p_0} \right)^{\frac{2}{k}} - \left( \frac{p_{am}}{p_0} \right)^{\frac{k+1}{k}} \right]}, \quad (5.5)$$

де  $d_c$  – діаметр сопла ( $d_c=6$ мм);

$k$  - показник адиабати;

$p_0$  – тиск в системі, створений компресором;

$\rho_0$  – густина повітря при цьому тиску;

$$\rho_0 = \frac{P_a}{R \cdot T_0},$$

де  $R$  – газова стала;

$T_0$  – температура повітря в системі;

$P_a$  – атмосферний тиск;

Робочий тиск в системі, створений компресором  $P_0 = 0,5$  МПа. Тоді  $P_a/P_0 = 1/5 \leq 0,528$ , тому режим витікання є критичним, і рівняння (5.5) набуває вигляду:

$$m_n = \frac{\pi \cdot d_c^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot k}{k+1} \cdot p_0 \cdot \rho_0 \cdot \left[ \left( \frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]} =$$

$$= \frac{\pi \cdot 0,006^2}{4} \sqrt{\frac{2 \cdot 1,4}{1,4+1} \cdot 0,5 \cdot 10^6 \cdot 3,46 \left[ \left( \frac{2}{1,4+1} \right)^{\frac{1,4-1}{1,4}} \right]} = 2,82 \text{ кг/с.}$$

Масова витрата суміші повітря з інгібітором корозії може бути знайдена із залежності:

$$m_c = m_n + m_i = m_n \cdot \left( 1 + \frac{m_i}{m_n} \right) = m_n \cdot (1 + \xi) = 3,4 \text{ кг/с,}$$

де  $m_i$  – масова витрата інгібітора;

$$\xi = \frac{m_i}{m_n} \text{ - коефіцієнт ежекції (\xi=0,2);}$$

На основі вимірювань масової витрати інгібітора і масової витрати повітря за певний проміжок часу було визначено коефіцієнт ежекції  $\xi=0,55$ .

Реактивна сила, що діє на сопло в результаті витікання суміші:

$$R = m_c \cdot \omega = 3,4 \cdot 449 = 1527 \text{ Н,}$$

де  $\omega$  - швидкість витікання;

Критична швидкість витікання дорівнює швидкості звуку:

$$\omega = c = \sqrt{k \cdot R \cdot T_0} = \sqrt{1,4 \cdot 489 \cdot 295} = 449 \text{ м/с.}$$

Тому реактивний момент:  $M_R = R \cdot h = h \cdot m_c \cdot \sqrt{k \cdot R \cdot T_0}$ .



Розрахунки показують, що для трубопроводу діаметром 720 мм  $M_R = 526,8$  Н·м, а для трубопроводу діаметром 820 мм  $M_R = 595,5$  Н·м. Наведена методика з визначення моментів опору покладена в основу розрахунку кутової швидкості обертання труби-коромисла. Отже, маємо:

$$\omega = \frac{M_R - M_0}{I} \cdot t$$

З останнього рівняння випливає, що кутова швидкість з плином часу зростає. Розрахунки показують, що для трубопроводу на час  $t=60$ с вона складе  $\omega_{60} = 3,9$  1/с, а на час  $t=300$ с –  $\omega_{360} = 19,5$  1/с. Для трубопроводу діаметром 820 мм ці величини складають  $\omega_{60} = 28$  1/с,  $\omega_{300} = 13,9$  1/с. Дослідним шляхом встановлено, що найвища рівномірність покриття стінок труби інгібітором корозії при застосуванні даного пристрою досягається при співвідношенні лінійної швидкості руху пристрою  $V_n$  і кутової швидкості обертання труби-коромисла:

$$\frac{\omega}{V_n} \geq 1,5$$

З цієї умови вибирали лінійну швидкість руху пристрою.

Для захисту від сірководневої корозії небезпечної зони змішування газів в магістралі [100] з останньої вирізалась котушка довжиною 2м, з якої виготовляли трійник з відводом  $\varnothing 720 \times 10$ мм. Після врізки трійника в магістраль за допомогою описаного пристрою покривали інгібітором корозії внутрішню поверхню стінок труби  $\varnothing 720 \times 11$  мм на віддалі 3 м від точки врізки трійника (небезпечна зона змішування газів за розрахунками має довжину  $\approx 2$  м). Місце врізки відводу додатково покривали інгібітором корозії шляхом розпилення при допомозі ручного пульверизатора. Після цього проводили зварювання стика на границі трійника і магістралі.

**ВИСНОВКИ:**

1. Подано характеристику Локачинського родовища газу, що видобувається, основних параметрів видобутку та освоєння родовища, згідно з яким видобутий газ подається для спалювання в побутовому секторі.

2. Запропоновано альтернативний проект освоєння Локачинського газового родовища, згідно з яким виключається очістка видобутого газу від сірководневої домішки, а видобутий газ подається в магістральний газопровід Івацевичі-Долина, де відбувається його змішування з транспортованим.

3. На основі ідей, викладених вище, розроблені технологічні рішення і конструкції, що служать для реалізації технологічного процесу захисту магістрального і підвідного газопроводів від внутрішньої сірководневої корозії.

4. Практична реалізація запропонованих технологій захисту трубопроводів від внутрішньої сірководневої корозії показала їх високу ефективність і надійність. Економічний ефект від впровадження основних технологічних рішень альтернативного проекту склав 252, 04 тис. грн в рік.

## ВИСНОВКИ

1. На основі результатів експериментальних досліджень впливу тиску і кислотності агресивного середовища встановлені залежності інтенсивності корозійного процесу в часі. Їхній аналіз показує, що збільшення тиску і кислотності середовища прискорює корозійний процес. Так, за 120 діб при тискові 4 МПа і водневому показнику  $pH=6$  (нейтральне середовище) масовий показник корозії склав 0,84, при тиску 6 МПа в аналогічних умовах – 0,71. При зменшенні водневого показника  $pH$  до 4,5 масовий показник корозії склав, відповідно, до 0,77 і 0,63. Отже, при виборі методів захисту трубопроводу від внутрішньої сірководневої корозії необхідно враховувати тиск і кислотність середовища.

2. В результаті теоретичних досліджень процесу змішування газів визначена довжина зони газопроводу, яку необхідно захищати від дії сірководню. Встановлені залежності довжини зони змішування від характеристик газопроводу і параметрів режиму транспортування газу. Довжина зони змішування коливається в межах 8-22 м.

3. Розв'язано задачу і запропоновано ступінчасте змішування газів, яке полягає в тому, що сірководневий газ подається не в магістраль безпосередньо, а в лупінг, довжина якого відповідає довжині зони первинного змішування до рівноважної концентрації газу. Подальше змішування до допустимої концентрації відбувається в магістралі. Встановлено, що довжина зони змішування в магістралі не перевищує 2-4 м, що зумовлює простоту нанесення інгібіторного покриття.

4. Дослідженнями встановлено, що для захисту магістралі, лупінгу і підвідного газопроводу від сірководневої корозії доцільно наносити на їх внутрішню поверхню покриття з інгібіторів корозії ТАРІН та НАФТОХІМ-1 вітчизняного виробництва. Проведені експериментальні дослідження

показали, що якість покриття залежить від метеорологічних умов його нанесення на поверхню. Так, при температурі 20°C і часі застигання 24 г. адгезія плівки при товщині 1,5 мм складає 0,88 МПа, що перевищує адгезію ізоляційних покриттів майже в 5 разів. Визначено також характеристики міцності покриття: модуль пружності і коефіцієнт Пуасона, які складають відповідно 3,6 МПа і 0,55МПа. Встановлено, що при розтиранні нанесеного покриття по стінці труби поршнем на його адгезію і характеристики міцності має вплив час ( $\tau$ ) від моменту нанесення до початку розтирання. Найвищі показники нанесеного покриття відмічені при  $\tau \geq 3$  с.

5. Для нанесення покриття на внутрішню поверхню стінок магістралі (тобто труб великого діаметра) розроблено спеціальний пристрій. Нанесення покриття на внутрішню поверхню стінок труб малого діаметра здійснюється протискуванням інгібіторної пробки через трубопровід за допомогою еластичного поршня. При цьому важливою умовою руху системи, від якої залежить якість покриття, є повне заповнення перерізу трубопроводу інгібітором. Це можливо у випадку, якщо напір в кожному перерізі рідинної пробки буде не меншим за діаметр трубопроводу. З метою визначення розподілу напору (тиску) по довжині рідинної пробки створена математична модель, до складу якої входить стаціонарне рівняння руху і рівняння нерозривності, при цьому враховані кориолісові і гравітаційні втрати. Розроблена модель покладена в основу запропонованої технології нанесення інгібіторного покриття на внутрішню поверхню стінок трубопроводу в трасових умовах.

6. Всі розробки і рекомендації, сформовані в роботі впроваджені в експлуатацію при розробці Локачинського газового родовища. Результати дослідно-промислових робіт підтверджують основні теоретичні положення досліджень. Економічний ефект від впровадження склав 252, 04 тис.грвн. в рік.

**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:**

1. Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие. –М.: "Недра", 1982.-344 с.
2. Акимов Г.В. Теория и методы исследования коррозии металлов.-М.-Л., 1945.-414 с.
3. Акользин П.А. Коррозия и защита металла теплоэнергетического оборудования. –М. "Энергоиздат", 1982.-303 с.
4. Алцыбеева А.И., Левин С.З. Ингибиторы коррозии металлов.-Л.: "Химия", 1968.-262 с.
5. Андресон Б.А. и др. Нейтрализация сероводорода и борьба с сульфатредукцией в нефтедобывающей промышленности. .-М.: "Недра", 1985.-56с.
6. Антропов Л.И. Ингибиторы коррозии металлов.-К.: "Техника", 1981.-182с.
7. Арчаков Ю.И. Водородная коррозия стали. - М.: "Металлургия", 1985.-192 с.
8. Богданова Т.И., Шехтер Ю.Н. Ингибированные нефтяные составы для защиты от коррозии.-М.: "Химия", 1984.-247 с.
9. Бугай Д.Е., Гетманский М.Д., Фаритов А.Т. Прогнозирование коррозионного разрушения нефтепромысловых трубопроводов.-М.: ВНИИОЭНГ, 1989.-63 с.
10. Бурке Дж., Вайса Ф. Обработка поверхности и надежность материалов. Перевод с английского.-М.: "Мир", 1985.-192 с.
11. Воронин В.И., Воронина Т.С. Изоляционные покрытия подземных нефтегазопроводов.-М.: ВНИИОЭНГ, 1990.-198 с.

12. Гетманский М.Д. Коррозия и защита трубопроводов при транспорте сероводородосодержащего газа.- Нефтяное хозяйство.-1984.- №1.-С.37-38.
13. Гетманський М.Д. Коррозия и защита трубопроводов при транспорте влажного сероводородосодержащего газа.- Нефтяное хозяйство.-1984, №1.-С.14-18.
14. Гетманский М.Д., Еникеев Э.Х. Методы подбора ингибиторов коррозии для высокоагрессивных сред.-М., 1986.-71 с.-(Обзор. информ. / ВНИИОЭНГ. Сер."Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности"; Вып.9).
15. Гетманский М.Д., Еникеев Э.Х. Современное состояние и перспективы ингибирования нефтепромыслового оборудования в средах, содержащих сероводород и двуокись углерода. -М.: "Металлургия", 1985.-60 с.
16. Гетманский М.Д., Еникеев Э.Х., Рождественский Ю.Г.и др. Коррозия и защита нефтегазопромыслового оборудования и трубопроводов в средах с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа. -М.: "Недра", 1984.-56 с.
17. Глінка М.Л. Загальна хімія.: Вища школа.-К.: "Логос", 1982.-608 с.
18. Глоба В.М., Мартинюк О.Т. Основи будівництва трубопроводів.- І:"Факел",2000.-159 с.
19. Голубев В.К. Борьба с сероводородной коррозией на Оренбургском месторождении. -М.: "Недра", 1975.-41с.
20. Государственный стандарт союза ССР. Газы горючие природные. Методы определения сероводорода и меркаптановой серы.: Государственный комитет по стандартам.-М.: "Недра", 1984.-12 с.
21. Государственный стандарт союза СССР. Газы природные топливные для коммунально-бытового назначения.// Технические условия.- М.: "Недра", 1980.-15 с.
22. Houghton C., Wice P., Ruqtveit A. Automated corrosion monitoring for downhole corrosion control // Materials Performance.-1985.-Vol.24.-P.9-17.

23. Housiev R., Moritz J/ Problems in treatment and Production of saur Naturai Gas from Ultra deep wells: CO<sub>2</sub> corrossion in Oil and qas Production // Selcted Papers, Abstracts and Referenses.- Houston, NACE, 1984. – P.421-434.
24. Грудз В.Я., Мартинюк О.Т. Моделювання процесів змішування газів в газопроводі.// Нафтова і газова промисловість.-2000.-№5-с.51.
25. Грудз В.Я., Мартинюк О.Т. Розрахунок параметрів зони змішування газів в газопроводі. // Науково-технічні конференції НГП "Шляхи підвищення підготовки спеціалістів".-Івано-Франківськ, -1998.-с.27.
26. Грудз В.Я., Хизгилов И.Х., Переяслов В.Н и др. К вопросу о динамике движения очистных устройств по газопроводу.// Нефтяная и газовая промышленность.-1975.-№3
27. Грудз В.Я., Хизгилов И.Х., Переяслов В.Н. Влияние скорости движения очистных устройств на эффективность продувки газопроводов.// Нефтяная и газовая промышленность,- 1974.-№6.
28. Губин В.Е., Левин В.С.,Титов Н.С. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.-Уфа, 1971.-340 с.
29. Гутман Э.М., Гетманський М.Д., Клапчук О.В., Кригман Л.Е. Защита газопроводов нефтяных промыслов от сероводородной коррозии.- М.: "Недра", 1988.- 200 с.
30. Долинкин В.Д., Громова Н.А., Каленкова А.Н. Ингибиторы коррозии с повышенным содержанием сероводорода. //Защита от коррозии нефтегазового оборудования в процессе строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности: Тез.докл. Всесоюзного совещ.-М., 1987.-С.101-102.
31. Дьков В.Г., Шрейдер А.В. Защита от сероводородной коррозии оборудования нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. .-М.: "ЦИНТЭнефтехим", 1984.-36 с.
32. Жидкова М.А. О точности линеаризации уравнения движения газа: // Газовая промышленность. №11. -М.: 1965.-С.20-26.

33. Зайдель А.Н. Элементарные оценки ошибок измерений. –М.: "Наука", 1968.
34. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений.- М.: "Недра", 1974.-374 с.
35. Зиневич А.М., Глазков В.И., Котик В.Г. Защита трубопроводов и резервуаров от коррозии.-М.: "Недра", 1975.-288 с.
36. Иофа З.А. О механизме действия сероводорода и ингибиторов на коррозию железа в кислых растворах. // Защита металлов.-1980.- Т.16, №3.-С.285-300.
37. Йоссель Ю.Я., Кленов Г.Э. Математические методы расчета электрохимической коррозии и защиты металлов: Справочник.-М.: "Металлургия", 1984.-272 с.
38. Кемхадзе Т.В. Защита от коррозии и солеотложения газопромыслового оборудования. // Транспорт природного газа.- М., 1986.-С.203-216.
39. Кеше Г. Коррозия металлов. Физико-химические принципы и актуальные проблемы / Пер. с нем. -М.: "Металлургия", 1984.-399 с.
40. Киченко Б.В. Повышение эффективности использования ингибиторов коррозии при промышленном транспорте влажного сероводородосодержащего газа.. - М.: "ВНИИГАЗ", 1988.-20 с.
41. Колотыркин Я.М. Коррозия и защита от коррозии.- М.: "ВИНИТИ", 1990.-1444 с.
42. Колотыркин Я.М. Металл и коррозия.- М.: "Металлургия", 1985.-88 с.
43. Коробова Т.Н. Современные методы защиты металлов от коррозии. - М.: "Металлургия", 1986.-84 с.
44. Коротаев Ю.П. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. –М.: "Недра", 1984.-415с.
45. Коротаев Ю.П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений. –М.: "Недра", 1968, 210 с.
46. Корсак К.В. Основи механіки рідин і газів.-К.: "Вища школа", 1990.-96 с.



47. Кримчеева Г.Г., Розенфельд И.Л., Везирова В.Р. Влияние углеводородов на коррозию и наводороживание конструкционной стали в сероводородсодержащих растворах хлорида натрия и  $\text{CH}_3\text{COOH}$  // сер."Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности".- М.: "ВНИИОЭНГ", 1983.-Вып.1.-С.1-2.
48. Кушнаренко В.М., Гетманский М.Д., Гутман Э.М. и др. Ингибирование коррозии и коррозионного растрескивания в сероводородных средах. .-М.: "Металлургия", 1989.-60 с.
49. Кушнаренко В.М., Гетманский М.Д., Гутман Э.М. и др. Ингибирование коррозии и коррозионного растрескивания нефтепромыслового оборудования в сероводородных средах.-М.: "Недра", 1989. –59 с.
50. Kiester W. Korrosionsreaktionen von elementarem Schwefel mit unlegiertem Stahl in wässrigen Medien // Werkstoff und Korrosion. –1984.-Bd.35, №12.-S.556-565.
51. Латонов В.А., Нестеров В.А., Хрисанфов В.П. и др. Газовая промышленность США.-М.: "Недра", 1988.-63 с.
52. Легезин Н.Е., Гоник А.А. Борьба с коррозией при подаче сероводородсодержащих нефтей и газов. .-М.: "ВНИИОЭНГ", 1974.-65 с.
53. Ломако П.Н., Имра Т.Ф. Борьба с коррозией на месторождениях с сероводородсодержащей продукцией. .-М.: "Недра", 1985.-52 с.
54. Лубенский А.П., Соколова Т.И. Ингибиторы и стойкость к сероводородному растрескиванию под напряжением трубной стали // Экспрес-информ. "ВНИИЭгазпром". Сер."Коррозия и защита скважин, трубопроводов, оборудования и морских сооружений в газовой промышленности".-1986.-Вып.1. С.27-29.
55. Маричев Ф.Н., Гетманский М.Д. Внутренняя коррозия и защита трубопроводов на нефтяных месторождениях Западной Сибири.-М., 1981.-63 с. (Обзор.информ. / ВНИИОЭНГ. Сер. "Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности"; Вып.8).

56. Мартинюк О.Т. Залежність корозії заліза від концентрації водневих іонів. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. №35. - Івано-Франківськ.-1998.-С.226-232.
57. Мартинюк О.Т. Захист сталених виробів від корозії в процесі їх виготовлення та зберігання.// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. №36, том 5.-Івано-Франківськ. 1999.-С.56-58.
58. Мартинюк О.Т. Особенности транспортирования газа, содержащего сероводород.// XIII MIĘDZYNARODOWA KONFERENCJA NAUKOWO-TECHNICZNA "Nowe Metody i Technologie w Geologii Naftowej, Wiertnictwie, Eksploatacji Otworowej i Gazownictwie", том II, 2002, (st.79-83)
59. Мартинюк О.Т. Очистка газа Локачинського родовища від сірководню та контроль захисту свердловин, трубопроводів і обладнання від корозії.// Методи та прилади контролю якості. №7. –Івано-Франківськ.-2001.-с.29-31.
60. Мартинюк О.Т. Термічна обробка зварних з'єднань трубопроводів. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. №38, том5. -Івано-Франківськ.-2001.-с.69-73.
61. Мартинюк Т.А., Мартинюк О.Т. Методи підвищення механічних властивостей зварних з'єднань трубопроводів.// Тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу ІФДТУНГ.-Івано-Франківськ, -1996.-с.62.
62. Мирочник В.Л., Кулько Л.Н., Лучин С.Я. и др. Стойкость сварных соединений низколегированных сталей в средах, содержащих сероводород. -М.: "ЦИНТИ", 1990.-40 с.
63. Митина А.П., Легезин Н.Е., Фролова Л.Д., Постнов В.М. Ингибирование коррозии оборудования в средах переработки сероводородсодержащего природного газа. .-М.: "Недра", 1990.-39 с.
64. Михайловский Ю.Н. Атмосферная коррозия металлов и методы их защиты.- М.: "Металлургия", 1989.-101 с.

65. Мустафаев С.Т. Коррозия, наводораживание и повышение коррозионной стойкости стали ингибитором в водометанольной системе, содержащей сероводород. -М.: "Металлургия", 1990.-20 с.
66. Наумов В.И. Хрепенков В.А. Коррозионные исследования при ревизиях и вскрытиях подземных газопроводов.-Л.: "Недра", 1974.-72 с.
67. Нечваль М.В. и др. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам.-М.: "Недра", 1976.-224 с.
68. Обустройство Локачинского газового месторождения на период ОПЭ.// Рабочая документация.-Донецк, 1999.-108 с.
69. Оптимальные способы защиты трубопроводов, транспортирующих сероводородосодержащий нефтяной газ. Э.М. Гутман, М.Д. Гетманский, О.В. Клапчук, Л.Е. Кригман, Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности.-Изд. ВНИИОЭНГа.-1985.
70. Перейма А.А., Петраков Ю.И. Пути предотвращения сероводородной коррозии в целях повышения надежности и долговечности скважин. -М.: "ЦИНТЭ", 1988.-18 с.
71. Петров Л.Н., Сопрутюк Н.Г. Коррозионно-механическое разрушение металлов и сплавов.-К.: "Наукова думка", 1991.-216 с.
72. Плундюк В.Р. Защита от коррозии на стадии проектирования. Пер. с англ. А.В. Шрейдера. -М.: "Мир", 1980.-438 с.
73. Поляков В.Д., Буталов Г.С., Шилов В.В. и др. Применение металлических и полимерных покрытий для защиты оборудования газоперерабатывающих заводов. -М., 1989.-28 с.
74. Полякова К.К., Конопляний В.С. Защитные покрытия труб. -М.: "Металлургия", 1975.-215 с.
75. Помазан О.К и др. Коррозия-враг металла.-Д.: "Донбас", 1983.-126 с.
76. Ратушняк Н.С. Проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений.-М.: "Недра", 1968.-143 с.

77. Розенфельд И.Л. коррозия и защита металлов . (Локальные и коррозионные процессы.) –М., "Металлургия",1970.-448 с.
78. Светлицкий В.М., Ягодовский С.И. Стимулирование работы эксплуатационных скважин на месторождениях Джуньюаньского нефтегазодобывающего объединения.-К.: "Логос", 1999.-43 с.
79. Середюк М.Д., Фролов К.Д., Якимив Й.В., Иванова Л.Н. Последовательное движение по одному трубопроводу разнородных газов с разделительными газовыми пробками.// Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. Вып.12.-1975.
80. Середюк М.Д., Якимів Й В.та ін. Оптимізація параметрів роботи розгалужених нафтопродуктопроводів: Навчальний посібник.-ІФІНГ, 1996.-136 с.
81. Симуни Л.М. Конечно-разностные решения уравнений Навье-Стокса. Тепло- и массоперенос.: Т.1, ч.2.- М.: "Недра", 1972.-С.344-380.
82. Стейл С., Фонтон М. Достижение науки о коррозии и технология защиты от нее.-М.: "Металлургия", 1985.
83. Стрижевский Й.В. Подземная коррозия и методы защиты.-М.: "Металлургия", 1986.-208 с.
84. Сухотин А.М., Арчаков Ю.И. Коррозионная стойкость оборудования химических производств: Справочное пособие.-Л.: "Химия", 1990.-400 с.
85. Тоут А.Й., Данков Г.Ю. Параметры движения разделителей при удалении воды из трубопровода.// Нефтяное строительство.-1974.-№4.
86. Трубопроводный транспорт нефти и газа./ Под ред.Юфина В.А.- М.:Недра.-1978.
87. Томашов Н.Д. Теория коррозии и защита металлов.-М., 1959, 592 с.
88. Ушанов С.М., Масютина Е.У., Бикчентаев Р.Н.и др. Применение полимерных покрытий для защиты нефтегазового оборудования от коррозии в средах, содержащих сероводород и углекислый газ. -М.: "ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ", 1985.-40 с.

89. Федоров Д.Л. Сероводород в природных газах Прикаспийской впадины и его поисковые признаки.-М.: "Недра", 1979.-35 с.
90. Фокин М.Н., Жигалова К.А. Методы коррозионных испытаний металлов. -М.: "Металлургия", 1986.-79 с.
91. Фонтон М., Стэйл Р. Достижение науки о коррозии и технология защиты от нее. Коррозионное растрескивание металлов. – М.: "Металлургия", 1985.-487 с.
92. Fisher W., Fohmann L., Mader W., Expertensysteme für den Korrosionsschutz // Werkst und Korros. – 1987.- Bd.38.-S.375-379.
93. Шварц М.Э., Лурьев М.В., Марон В.И. Применение шаровых резиновых разделителей в трубопроводах, собранных на подкладных кольцах.// Нефтяное хозяйство.-1972.-№2.
94. Хуршудов А.Г., Сабиневская И.М. Расчет технологических режимов, обеспечивающих противокоррозионную защиту нефтегазопроводов. // Экспрес.-информ. / ВНИИОЭНГ. Сер. "Борьба с коррозией и защита окружающей среды". –1987.- Вып. 6.-С.14-20.
95. Шапенина М.К. Коррозия газопромыслового оборудования и борьба с ней. -М.: "Мир", 1981.-44 с.
96. Шритер Л.Л. Коррозия: Справочник. Сокращенный пер. с англ. –М. : "Металлургия", 1981.-632 с.
97. Яблонский В.С., Белоусов В.Д. Проектирование газонефтепроводов.-М. Гостоптехиздат.-1959.-202 с.
98. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа.- М.: "Наука", 1982.-206 с.
99. Юхневич Р., Богданович В и др. Техника борьбы с коррозией. Пер. с пол. -Л.: "Химия", 1980.-224 с.
100. Яковлев А.И. Сероводородная коррозия и борьба с ней. -М.: "ВНИИЭгазпром", 1975.-32 с.

101. Яковлев Є.І., Казак О.С., Михалків В.Б.,Тимків Д.Ф.,  
Грудз В.Я. Режимы газотранспортних систем. -Л."Світ",1992.-170 с.

**ДОДАТОК А**

**РЕЗУЛЬТАТИ ЕКСПЕРИМЕНТУ ПО ВИВЧЕННЮ КОРОЗІЇ  
ТРУБНИХ СТАЛЕЙ**

## Результати експерименту по вивченню корозії трубних сталей

Час, добы	Початкова маса взірця. г	Характеристика взірця і умови	Кінцева маса взірця, г	Ступінь корозії
1	2	3	4	5
60	26,767	Шліфована поверхня, р=4 МПа, Т=280 К	26,339	0,984
60	26,529	Необроблена поверхня, р=4 МПа, Т=285 К	25,7596	0,971
60	26,812	Необроблена поверхня, р=5 МПа, Т=295 К	25,418	0,948
60	26,318	Необроблена поверхня, р=6 МПа, Т=295 К	24,397	0,924
120	26,725	Шліфована поверхня, р=4 МПа, Т=280 К	25,709	0,962
120	26,638	Необроблена поверхня, р=4 МПа, Т=285 К	25,039	0,94
120	26,792	Необроблена поверхня, р=5 МПа, Т=285 К	24,595	0,918
120	26,518	Необроблена поверхня, р=6 МПа, Т=295 К	22,964	0,866



Продовження таблиці  
по результатах експерименту вивчення корозії трубних сталей

1	2	3	4	5
180	26,802	Шліфована поверхня, p=4 МПа, T=280 К	25,247	0,942
180	26,684	Необроблена поверхня, p=4 МПа, T=285 К	24,469	0,917
180	26,720	Необроблена поверхня, p=5 МПа, T=285 К	23,994	0,898
180	26,705	Необроблена поверхня, p=6 МПа, T=295 К	22,458	0,841
240	26,692	Шліфована поверхня, p=4 МПа, T=280 К	24,637	0,923
240	26,715	Необроблена поверхня, p=4 МПа, T=285 К	23,990	0,898
240	26,728	Необроблена поверхня, p=5 МПа, T=285 К	23,601	0,883
240	26,759	Необроблена поверхня, p=6 МПа, T=295 К	21,889	0,818
300	26,596	Шліфована поверхня, p=4 МПа, T=280 К	24,149	0,908
300	26,618	Необроблена поверхня, p=4 МПа, T=285 К	23,477	0,882
300	26,647	Необроблена поверхня, p=5 МПа, T=285 К	23,343	0,876
300	26,703	Необроблена поверхня, p=6 МПа, T=295 К	21,709	0,813

**ДОДАТОК Б**  
**ВИЗНАЧЕННЯ ДОВЖИНИ ЗОНИ ЗМІШУВАННЯ ГАЗІВ У**  
**МАГІСТРАЛІ**

## Визначення довжини зони змішування газів у магістралі.

Таблиця ідентифікаторів.

ідентифікатор	параметр
PN	Початковий тиск
PK	Кінцевий тиск
PN0	Початковий тиск в стаціонарному режимі
PK0	Кінцевий тиск в стаціонарному режимі
L	Загальна довжина
L1	Віддаль від початку до підкачки
D	Внутрішній діаметр
DE	Відносна густина газу
TCP	Середня температура
TK	Час процесу
DT	Крок по часу
CS	Концентрація сірководню





3

KA	MP	T	X	S	MXT	M1	C	C1
3693349	8,296897	1	0	508,6849	295,8668	0	0,07882335	0,003941168
3693349	8,296897	1	3	508,581	295,6987	-0,311134	0,07884476	0,003942238
3693349	8,296897	1	6	508,2685	295,8167	-0,622267	0,07886059	0,003943029
3693349	8,296897	1	9	507,7465	296,2212	-0,933401	0,07887084	0,003943542
3693349	8,296897	1	12	507,0147	296,9105	-1,244534	0,07887557	0,003943778
3693349	8,296897	1	15	506,0751	297,879	-1,555668	0,07887482	0,003943741
3693349	8,296897	1	18	504,933	299,1158	-1,866802	0,07888685	0,003943433
3693349	8,296897	1	21	503,5977	300,6046	-2,177935	0,07885717	0,003942859
3693349	8,296897	1	24	502,0813	302,3245	-2,489069	0,07884047	0,003942024
3693349	8,296897	1	27	500,3977	304,2528	-2,800203	0,07881868	0,003940934
3693349	8,296897	1	30	498,5604	306,3668	-3,111336	0,07879195	0,003939597
3693349	8,296897	1	33	496,5822	308,6458	-3,42247	0,07876045	0,003938023
3693349	8,296897	1	36	494,4748	311,0706	-3,733603	0,0787244	0,00393622
3693349	8,296897	1	39	492,2506	313,6214	-4,044737	0,07868402	0,003934201
3693349	8,296897	1	42	489,9258	316,2743	-4,355871	0,07863958	0,003931979
3693349	8,296897	1	45	487,5233	318,9978	-4,667004	0,07859136	0,003929568
3693349	8,296897	1	48	485,0753	321,7498	-4,978138	0,07853969	0,003926984
3693349	8,296897	1	51	482,6243	324,4771	-5,289272	0,07848486	0,003924243
3693349	8,296897	1	54	480,2217	327,1173	-5,600405	0,07842722	0,003921361
3693349	8,296897	1	57	477,9249	329,6034	-5,911539	0,07836709	0,003918355
3693349	8,296897	1	60	475,7917	331,8695	-6,222672	0,07830482	0,003915241
3693349	8,296897	1	63	473,8754	333,8569	-6,533806	0,07824076	0,003912038
3693349	8,296897	1	66	472,2204	335,5185	-6,84494	0,07817532	0,003908766
3693349	8,296897	1	69	470,8595	336,821	-7,156073	0,07810894	0,003905447
3693349	8,296897	1	72	469,8139	337,7446	-7,467207	0,07804216	0,003902108
3693349	8,296897	1	75	469,0948	338,28	-7,778341	0,07797562	0,003898781
3693349	8,296897	1	78	468,7068	338,4247	-8,089474	0,0779101	0,003895505
3693349	8,296897	1	81	468,6514	338,1787	-8,400608	0,07784651	0,003892325
3693349	8,296897	1	84	468,9285	337,542	-8,711741	0,07778592	0,003889296
3693349	8,296897	1	87	469,5375	336,5145	-9,022875	0,07772952	0,003886476
3693349	8,296897	1	90	470,4751	335,0974	-9,334009	0,07767862	0,003883931
3693349	8,296897	1	93	471,7327	333,2974	-9,645142	0,07763458	0,003881729

C	CS=0,1	C	CS=0,01	C	CS=0,03	C	CS=C	CS=0,07	C	CS=0,09
0,11260479	0,01126048	0,033781436	0,06	0,078823351	0,078823351					
0,11263538	0,01126354	0,033790613	0,06	0,078844763	0,078844763					
0,11265798	0,0112658	0,033797395	0,06	0,078860588	0,078860588					
0,11267264	0,01126726	0,033801791	0,06	0,078870845	0,078870845					
0,11267939	0,01126794	0,033803816	0,06	0,07887557	0,07887557					
0,11267831	0,01126783	0,033803492	0,06	0,078874816	0,078874816					
0,11266951	0,01126695	0,033800852	0,06	0,078868654	0,078868654					
0,1126531	0,01126531	0,03379593	0,06	0,078857171	0,078857171					
0,11262924	0,01126292	0,033788773	0,06	0,078840471	0,078840471					
0,11259812	0,01125981	0,033779435	0,06	0,078818681	0,078818681					
0,11255993	0,01125599	0,033767978	0,06	0,078791949	0,078791949					
0,11251493	0,01125149	0,03375448	0,06	0,078760453	0,078760453					
0,11246342	0,01124634	0,033739027	0,06	0,078724396	0,078724396					
0,11240574	0,01124057	0,033721721	0,06	0,078684016	0,078684016					
0,11234225	0,01123423	0,033702676	0,06	0,078639576	0,078639576					
0,11227338	0,01122734	0,033682013	0,06	0,078591364	0,078591364					
0,11219955	0,01121996	0,033659866	0,06	0,078539686	0,078539686					
0,11212123	0,01121212	0,03363637	0,06	0,078484863	0,078484863					
0,11203889	0,01120389	0,033611666	0,06	0,07842722	0,07842722					
0,11195299	0,0111953	0,033585896	0,06	0,078367091	0,078367091					
0,11186403	0,0111864	0,033559208	0,06	0,078304818	0,078304818					
0,11177252	0,01117725	0,033531755	0,06	0,078240762	0,078240762					
0,11167902	0,0111679	0,033503707	0,06	0,078175317	0,078175317					
0,1115842	0,01115842	0,033475259	0,06	0,078108938	0,078108938					
0,1114888	0,01114888	0,033446639	0,06	0,078042158	0,078042158					
0,11139374	0,01113937	0,033418123	0,06	0,077975621	0,077975621					
0,11130014	0,01113001	0,033390042	0,06	0,077910098	0,077910098					
0,1112093	0,01112093	0,03336279	0,06	0,077846509	0,077846509					
0,11112274	0,01111227	0,033336821	0,06	0,077785916	0,077785916					
0,11104217	0,01110422	0,03331265	0,06	0,077729517	0,077729517					
0,11096945	0,01109695	0,033290836	0,06	0,077678616	0,077678616					
	0,01109065	0,033271962	0,06	0,077634577	0,077634577					

L1	dfvdfvdfv	C2	C3	C4	C5	C D=700	C D=800	C D=1000	C D=1200	C D=1400
10	0,055708	0,056383	0,056627	0,056438	0,055929	0,056031	0,056007	0,05597	0,05595	0,055927
10	0,055722	0,056396	0,056639	0,056452	0,055944	0,056046	0,056023	0,05599	0,05596	0,055942
10	0,05573	0,056397	0,056642	0,056458	0,055955	0,056058	0,056034	0,056	0,05597	0,055953
10	0,055733	0,056389	0,056635	0,056457	0,055962	0,056065	0,056041	0,05601	0,05598	0,05596
10	0,05573	0,056371	0,056618	0,056448	0,055966	0,056069	0,056045	0,05601	0,05598	0,055964
10	0,055724	0,056343	0,056591	0,056432	0,055966	0,056068	0,056045	0,05601	0,05598	0,055964
10	0,055714	0,056306	0,056556	0,056409	0,055962	0,056064	0,056041	0,05601	0,05598	0,05596
10	0,055702	0,056261	0,056511	0,056379	0,055954	0,056056	0,056033	0,056	0,05597	0,055952
10	0,055688	0,056208	0,056457	0,056342	0,055943	0,056045	0,056021	0,05599	0,05596	0,055941
10	0,055673	0,056149	0,056396	0,056299	0,055928	0,05603	0,056007	0,05597	0,05595	0,055926
10	0,055657	0,056084	0,056326	0,05625	0,05591	0,056012	0,055988	0,05596	0,05593	0,055908
10	0,055642	0,056016	0,056249	0,056194	0,055889	0,05599	0,055966	0,05593	0,05591	0,055887
10	0,055626	0,055944	0,056166	0,056134	0,055864	0,055965	0,055942	0,05591	0,05588	0,055862
10	0,05561	0,055871	0,056076	0,056067	0,055836	0,055937	0,055914	0,05588	0,05585	0,055835
10	0,055595	0,055797	0,055982	0,055997	0,055806	0,055906	0,055883	0,05585	0,05582	0,055804
10	0,05558	0,055723	0,055885	0,055921	0,055773	0,055873	0,05585	0,05582	0,05579	0,055771
10	0,055566	0,05565	0,055784	0,055842	0,055737	0,055837	0,055814	0,05578	0,05576	0,055736
10	0,055552	0,05558	0,055683	0,055758	0,0557	0,055799	0,055776	0,05574	0,05572	0,055698
10	0,055538	0,055512	0,055581	0,055672	0,05566	0,055759	0,055736	0,0557	0,05568	0,055658
10	0,055525	0,055446	0,055481	0,055584	0,055619	0,055717	0,055695	0,05566	0,05564	0,055617
10	0,055513	0,055384	0,055383	0,055494	0,055576	0,055674	0,055652	0,05562	0,05559	0,055574
10	0,055503	0,055325	0,055289	0,055404	0,055532	0,05563	0,055607	0,05558	0,05555	0,05553
10	0,055493	0,055269	0,055199	0,055314	0,055487	0,055584	0,055562	0,05553	0,05551	0,055485
10	0,055485	0,055217	0,055114	0,055226	0,055442	0,055538	0,055516	0,05548	0,05546	0,05544
10	0,055479	0,055169	0,055035	0,05514	0,055396	0,055492	0,05547	0,05544	0,05541	0,055394
10	0,055474	0,055125	0,054962	0,055058	0,05535	0,055446	0,055424	0,05539	0,05537	0,055348
10	0,055471	0,055085	0,054895	0,054981	0,055305	0,0554	0,055378	0,05535	0,05532	0,055303
10	0,05547	0,055049	0,054835	0,054911	0,055261	0,055356	0,055334	0,0553	0,05528	0,055259
10	0,05547	0,055018	0,054782	0,054847	0,055219	0,055314	0,055292	0,05526	0,05524	0,055218
10	0,055472	0,054992	0,054736	0,05479	0,055181	0,055275	0,055253	0,05522	0,0552	0,055179
10	0,055476	0,054971	0,054697	0,054742	0,055146	0,05524	0,055218	0,05519	0,05516	0,055144
10	0,055481	0,054955	0,054666	0,054702	0,055115	0,055209	0,055188	0,05516	0,05513	0,055114



de=0,5      c    de=0,55    c    de=0,6      c    de=0,65    c    de=0,7  
 0,0566936    0,056315    0,0559267    0,055528    0,055119  
               0,056709    0,056331    0,0559418    0,055543    0,055133  
               0,0567204    0,056342    0,0559553    0,055554    0,055145  
               0,0567276    0,056349    0,0559605    0,055561    0,055152  
               0,0567307    0,056353    0,0559641    0,055565    0,055156  
               0,0567298    0,056352    0,0559639    0,055565    0,055157  
               0,0567249    0,056348    0,0559599    0,055562    0,055154  
               0,0567161    0,056339    0,0559523    0,055555    0,055147  
               0,0567034    0,056327    0,0559411    0,055544    0,055138  
               0,0566869    0,056312    0,0559263    0,055531    0,055124  
               0,0566668    0,056293    0,0559082    0,055513    0,055108  
               0,0566432    0,05627    0,0558867    0,055493    0,055089  
               0,0566162    0,056244    0,0558621    0,05547    0,055067  
               0,056586    0,056215    0,0558345    0,055443    0,055042  
               0,0565528    0,056184    0,0558041    0,055414    0,055014  
               0,0565169    0,056149    0,0557711    0,055383    0,054984  
               0,0564784    0,056112    0,0557356    0,055349    0,054951  
               0,0564375    0,056073    0,055698    0,055313    0,054917  
               0,0563946    0,056032    0,0556585    0,055275    0,054881  
               0,0563499    0,055989    0,0556172    0,055235    0,054843  
               0,0563036    0,055944    0,0555744    0,055194    0,054804  
               0,0562559    0,055898    0,0555304    0,055152    0,054763  
               0,0562073    0,055852    0,0554854    0,055109    0,054722  
               0,0561579    0,055804    0,0554398    0,055065    0,054688  
               0,0561083    0,055756    0,0553939    0,055021    0,054638  
               0,0560588    0,055709    0,0553481    0,054977    0,054596  
               0,0560101    0,055662    0,0553031    0,054934    0,054554  
               0,0559628    0,055616    0,0552593    0,054892    0,054514  
               0,0559178    0,055573    0,0552177    0,054852    0,054476  
               0,0558758    0,055533    0,0551789    0,054815    0,05444  
               0,0558379    0,055496    0,055144    0,054781    0,054408  
               0,055805    0,055465    0,0551138    0,054752    0,054381

C TCP=28(C TCP=290C TCP=300 C TCP=31(C TCP=32(C TCP=33(
 0,053982 0,0545945 0,0551186 0,0555702 0,055961 0,056302
 0,053997 0,0546091 0,0551334 0,0555851 0,055977 0,056318
 0,054008 0,0546202 0,0551446 0,0555964 0,055988 0,056329
 0,054016 0,0546279 0,0551521 0,0556039 0,055995 0,056336
   0,05402 0,0546321 0,0551562 0,0556077 0,055999 0,05634
 0,054021 0,0546331 0,0551567 0,0556078 0,055999 0,056339
   0,05402 0,0546307 0,0551537 0,0556043 0,055995 0,056335
   0,054015 0,054625 0,0551473 0,0555972 0,055987 0,056327
 0,054007 0,0546161 0,0551375 0,0555866 0,055976 0,056315
 0,053996 0,0546041 0,0551245 0,0555727 0,055961 0,056299
 0,053982 0,054589 0,0551082 0,0555554 0,055943 0,05628
 0,053966 0,054571 0,0550889 0,0555349 0,055921 0,056257
 0,053947 0,0545502 0,0550666 0,0555113 0,055896 0,056232
 0,053925 0,0545267 0,0550416 0,0554848 0,055869 0,056203
 0,053901 0,0545007 0,0550139 0,0554557 0,055838 0,056171
 0,053874 0,0544724 0,0549838 0,0554239 0,055805 0,056137
 0,053846 0,0544419 0,0549514 0,0553899 0,055769 0,0561
 0,053816 0,0544095 0,054917 0,0553537 0,055732 0,056061
 0,053784 0,0543753 0,0548808 0,0553157 0,055692 0,056019
 0,053751 0,0543396 0,054843 0,0552759 0,055651 0,055976
 0,053716 0,0543026 0,0548037 0,0552347 0,055608 0,055932
   0,05368 0,0542644 0,0547633 0,0551923 0,055563 0,055886
 0,053644 0,0542253 0,054722 0,055149 0,055518 0,05584
 0,053607 0,0541857 0,0546801 0,055105 0,055473 0,055792
 0,053569 0,0541458 0,0546379 0,0550608 0,055426 0,055744
 0,053532 0,054106 0,0545958 0,0550167 0,055381 0,055697
 0,053496 0,0540668 0,0545544 0,0549733 0,055335 0,05565
   0,05346 0,0540288 0,0545142 0,0549312 0,055291 0,055605
 0,053426 0,0539927 0,054476 0,054891 0,05525 0,055561
 0,053395 0,0539591 0,0544404 0,0548537 0,055211 0,055521
 0,053367 0,0539289 0,0544084 0,0548201 0,055176 0,055485
   0,053342 0,0539029 0,0543808 0,0547911 0,055145

Текст програми в середовищі EXCEL

Змішування газів

PN	PK	PNO	PKO	L	L1	D	DE	TCP	TK	DT	CS	QO
55	33	56	32	80	55	1380	0,6	300	2	1	0,05	=0,00000164*G3^2,6 *КОРЕНЬ((C3^2-D3^2)/H3/0,9/I3/E3)
=A3	=B3	=C3	=D3	=E3	=F3	=G3	=H3	=I3	=J3	=K3	=L3	=0,00000164*G4^2,6 *КОРЕНЬ((C4^2-D4^2)/H4/0,9/I4/E4)
=A4	=B4	=C4	=D4	=E4	=F4	=G4	=H4	=I4	=J4	=K4	=L4	=0,00000164*G5^2,6 *КОРЕНЬ((C5^2-D5^2)/H5/0,9/I5/E5)
=A5	=B5	=C5	=D5	=E5	=F5	=G5	=H5	=I5	=J5	=K5	=L5	=0,00000164*G6^2,6 *КОРЕНЬ((C6^2-D6^2)/H6/0,9/I6/E6)
=A6	=B6	=C6	=D6	=E6	=F6	=G6	=H6	=I6	=J6	=K6	=L6	=0,00000164*G7^2,6 *КОРЕНЬ((C7^2-D7^2)/H7/0,9/I7/E7)
=A7	=B7	=C7	=D7	=E7	=F7	=G7	=H7	=I7	=J7	=K7	=L7	=0,00000164*G8^2,6 *КОРЕНЬ((C8^2-D8^2)/H8/0,9/I8/E8)
=A8	=B8	=C8	=D8	=E8	=F8	=G8	=H8	=I8	=J8	=K8	=L8	=0,00000164*G9^2,6 КОРЕНЬ((C9^2-D9^2)/H9/0,9/I9/E9)

PCPO	MO	F	Q	PCP
=2*(C3+D3^2/(C3+D3))/3	=(M3*1000000/24/3600)*1,293*H3	=3,14159*(G3/1000)^2/4	=0,00000164*G3^2,6*КОРЕНЬ((A3^2-B3^2)/H3/0,9/I3/E3)	=2*(A3+B3^2/(A3+B3))/3
=2*(C4+D4^2/(C4+D4))/3	=(M4*1000000/24/3600)*1,293*H4	=3,14159*(G4/1000)^2/4	=0,00000164*G4^2,6*КОРЕНЬ((A4^2-B4^2)/H4/0,9/I4/E4)	=2*(A4+B4^2/(A4+B4))/3
=2*(C5+D5^2/(C5+D5))/3	=(M5*1000000/24/3600)*1,293*H5	=3,14159*(G5/1000)^2/4	=0,00000164*G5^2,6*КОРЕНЬ((A5^2-B5^2)/H5/0,9/I5/E5)	=2*(A5+B5^2/(A5+B5))/3
=2*(C6+D6^2/(C6+D6))/3	=(M6*1000000/24/3600)*1,293*H6	=3,14159*(G6/1000)^2/4	=0,00000164*G6^2,6*КОРЕНЬ((A6^2-B6^2)/H6/0,9/I6/E6)	=2*(A6+B6^2/(A6+B6))/3
=2*(C7+D7^2/(C7+D7))/3	=(M7*1000000/24/3600)*1,293*H7	=3,14159*(G7/1000)^2/4	=0,00000164*G7^2,6*КОРЕНЬ((A7^2-B7^2)/H7/0,9/I7/E7)	=2*(A7+B7^2/(A7+B7))/3
=2*(C8+D8^2/(C8+D8))/3	=(M8*1000000/24/3600)*1,293*H8	=3,14159*(G8/1000)^2/4	=0,00000164*G8^2,6*КОРЕНЬ((A8^2-B8^2)/H8/0,9/I8/E8)	=2*(A8+B8^2/(A8+B8))/3
=2*(C9+D9^2/(C9+D9))/3	=(M9*1000000/24/3600)*1,293*H9	=3,14159*(G9/1000)^2/4	=0,00000164*G9^2,6*КОРЕНЬ((A9^2-B9^2)/H9/0,9/I9/E9)	=2*(A9+B9^2/(A9+B9))/3

M	R	ZO	Z	W0	W1	W	RE
(Q3*1000000/24/3600)		1-550000*N3*	1-550000*	O3*U3*T3*I3/N3/P3/	S3*V3*T3*I3/R3		
*1,293*H3	=287/H3	H3^1,3/I3^3,3	R3*H3^1,3/I3^3,3	100000	P3/100000	(W3+X3)/2	=1810000000*Q3*H3/G3
(Q4*1000000/24/3600)		1-550000*N4*	1-550000*	O4*U4*T4*I4/N4/P4/	S4*V4*T4*I4/R4/		
*1,293*H4	=287/H4	H4^1,3/I4^3,3	R4*H4^1,3/I4^3,3	100000	P4/100000	(W4+X4)/2	=1810000000*Q4*H4/G4
(Q5*1000000/24/3600)		1-550000*N5*	1-550000*	O5*U5*T5*I5/N5/P5/	S5*V5*T5*I5/R5/		
*1,293*H5	=287/H5	H5^1,3/I5^3,3	R5*H5^1,3/I5^3,3	100000	P5/100000	(W5+X5)/2	=1810000000*Q5*H5/G5
(Q6*1000000/24/3600)		1-550000*N6*	1-550000*	O6*U6*T6*I6/N6/P6/	S6*V6*T6*I6/R6/		
*1,293*H6	=287/H6	H6^1,3/I6^3,3	R6*H6^1,3/I6^3,3	100000	P6/100000	(W6+X6)/2	=1810000000*Q6*H6/G6
(Q7*1000000/24/3600)		1-550000*N7*	1-550000*	O7*U7*T7*I7/N7/P7/	S7*V7*T7*I7/R7/		
*1,293*H7	=287/H7	H7^1,3/I7^3,3	R7*H7^1,3/I7^3,3	100000	P7/100000	(W7+X7)/2	=1810000000*Q7*H7/G7
(Q8*1000000/24/3600)		1-550000*N8*	1-550000*	O8*U8*T8*I8/N8/P8/	S8*V8*T8*I8/R8/		
*1,293*H8	=287/H8	H8^1,3/I8^3,3	R8*H8^1,3/I8^3,3	100000	P8/100000	(W8+X8)/2	=1810000000*Q8*H8/G8
(Q9*1000000/24/3600)		1-550000*N9*	1-550000*	O9*U9*T9*I9/N9/P9/	S9*V9*T9*I9/R9/		
*1,293*H9	=287/H9	H9^1,3/I9^3,3	R9*H9^1,3/I9^3,3	100000	P9/100000	(W9+X9)/2	=1810000000*Q9*H9/G9

LA	A	C2	KA	MP	T	X
-0,067*(158/Z3+0,06/G3)^0,2	AA3*Y3/4/(G3/1000)	=1,4*T3*I3	=AC3/(2*AB3)	=0,01*S3	1	0
-0,067*(158/Z4+0,06/G4)^0,2	AA4*Y4/4/(G4/1000)	=1,4*T4*I4	=AC4/(2*AB4)	=0,01*S4	AF3	3
-0,067*(158/Z5+0,06/G5)^0,2	AA5*Y5/4/(G5/1000)	=1,4*T5*I5	=AC5/(2*AB5)	=0,01*S5	AF4	=AG4+\$AGS/
-0,067*(158/Z6+0,06/G6)^0,2	AA6*Y6/4/(G6/1000)	=1,4*T6*I6	=AC6/(2*AB6)	=0,01*S6	AF5	=AG5+\$AGS/
-0,067*(158/Z7+0,06/G7)^0,2	AA7*Y7/4/(G7/1000)	=1,4*T7*I7	=AC7/(2*AB7)	=0,01*S7	AF6	=AG6+\$AGS/
-0,067*(158/Z8+0,06/G8)^0,2	AA8*Y8/4/(G8/1000)	=1,4*T8*I8	=AC8/(2*AB8)	=0,01*S8	AF7	=AG7+\$AGS/
-0,067*(158/Z9+0,06/G9)^0,2	AA9*Y9/4/(G9/1000)	=1,4*T9*I9	=AC9/(2*AB9)	=0,01*S9	AF8	=AG8+\$AGS/

S

$=C3^2(-1)^1 * D3^2-A3^2(-1)^1(1-1)^1 * B3^2+(4 * AB3 * AE3 * E3 / P3 / 3, 14159^2 / I^2)^2 * SIN(3, 14159 * I * F3 / E3) * COS(3, 14159 * I * AG3 / E3) *$
$EXP(-3, 14159^2 * I^2 * AD3 * AF3 / (E3 * 1000)^2) / C3^2(-1)^2 * D3^2-A3^2(-1)^2(2-1)^1 * B3^2(4 * AB3 * AE3 * E3 / P3 / 3, 14159^2 / 2^2)^2 * 3, 14159^2 *$
$=C4^2(-1)^1 * D4^2-A4^2(-1)^1(1-1)^1 * B4^2+(4 * AB4 * AE4 * E4 / P4 / 3, 14159^2 / I^2)^2 * SIN(3, 14159 * I * F4 / E4) * COS(3, 14159 * I * AG4 / E4) *$
$* EXP(-3, 14159^2 * I^2 * AD4 * AF4 / (E4 * 1000)^2) / C4^2(-1)^2 * D4^2-A4^2(-1)^2(2-1)^1 * B4^2(4 * AB4 * AE4 * E4 / P4 / 3, 14159^2 / 2^2)^2 * 3, 14159^2 *$
$=C5^2(-1)^1 * D5^2-A5^2(-1)^1(1-1)^1 * B5^2+(4 * AB5 * AE5 * E5 / P5 / 3, 14159^2 / I^2)^2 * SIN(3, 14159 * I * F5 / E5) * COS(3, 14159 * I * AG5 / E5) *$
$* EXP(-3, 14159^2 * I^2 * AD5 * AF5 / (E5 * 1000)^2) / C5^2(-1)^2 * D5^2-A5^2(-1)^2(2-1)^1 * B5^2(4 * AB5 * AE5 * E5 / P5 / 3, 14159^2 / 2^2)^2 * 3, 14159^2 *$
$=C6^2(-1)^1 * D6^2-A6^2(-1)^1(1-1)^1 * B6^2+(4 * AB6 * AE6 * E6 / P6 / 3, 14159^2 / I^2)^2 * SIN(3, 14159 * I * F6 / E6) * COS(3, 14159 * I * AG6 / E6) *$
$* EXP(-3, 14159^2 * I^2 * AD6 * AF6 / (E6 * 1000)^2) / C6^2(-1)^2 * D6^2-A6^2(-1)^2(2-1)^1 * B6^2(4 * AB6 * AE6 * E6 / P6 / 3, 14159^2 / 2^2)^2 * 3, 14159^2 *$
$=C7^2(-1)^1 * D7^2-A7^2(-1)^1(1-1)^1 * B7^2+(4 * AB7 * AE7 * E7 / P7 / 3, 14159^2 / I^2)^2 * SIN(3, 14159 * I * F7 / E7) * COS(3, 14159 * I * AG7 / E7) *$
$* EXP(-3, 14159^2 * I^2 * AD7 * AF7 / (E7 * 1000)^2) / C7^2(-1)^2 * D7^2-A7^2(-1)^2(2-1)^1 * B7^2(4 * AB7 * AE7 * E7 / P7 / 3, 14159^2 / 2^2)^2 * 3, 14159^2 *$
$=C8^2(-1)^1 * D8^2-A8^2(-1)^1(1-1)^1 * B8^2+(4 * AB8 * AE8 * E8 / P8 / 3, 14159^2 / I^2)^2 * SIN(3, 14159 * I * F8 / E8) * COS(3, 14159 * I * AG8 / E8) *$
$* EXP(-3, 14159^2 * I^2 * AD8 * AF8 / (E8 * 1000)^2) / C8^2(-1)^2 * D8^2-A8^2(-1)^2(2-1)^1 * B8^2(4 * AB8 * AE8 * E8 / P8 / 3, 14159^2 / 2^2)^2 * 3, 14159^2 *$
$=C9^2(-1)^1 * D9^2-A9^2(-1)^1(1-1)^1 * B9^2+(4 * AB9 * AE9 * E9 / P9 / 3, 14159^2 / I^2)^2 * SIN(3, 14159 * I * F9 / E9) * COS(3, 14159 * I * AG9 / E9) *$
$* EXP(-3, 14159^2 * I^2 * AD9 * AF9 / (E9 * 1000)^2) / C9^2(-1)^2 * D9^2-A9^2(-1)^2(2-1)^1 * B9^2(4 * AB9 * AE9 * E9 / P9 / 3, 14159^2 / 2^2)^2 * 3, 14159^2 *$

MXT

	MI	C	C1
$=КОРЕНЬ(3, 14159^2 * (G3 / 1000)^5 / (2 * AA3 * V3 * T3^3) * ((A3^2 - B3^2) / E3 - (3, 14159 / E3) * AH3) * 1000000) + A3$	$=AE3 * (-AG3) / E3$	$0, 078823350845142$	$=AK3 * L3$
$=КОРЕНЬ(3, 14159^2 * (G4 / 1000)^5 / (2 * AA4 * V4 * T4^4) * ((A4^2 - B4^2) / E4 - (3, 14159 / E4) * AH4) * 1000000) + A4$	$=AE4 * (-AG4) / E4$	$0, 0788447629726948$	$=AK4 * L4$
$=КОРЕНЬ(3, 14159^2 * (G5 / 1000)^5 / (2 * AA5 * V5 * T5^5) * ((A5^2 - B5^2) / E5 - (3, 14159 / E5) * AH5) * 1000000) + A5$	$=AE5 * (-AG5) / E5$	$0, 0788605882085833$	$=AK5 * L5$
$=КОРЕНЬ(3, 14159^2 * (G6 / 1000)^5 / (2 * AA6 * V6 * T6^6) * ((A6^2 - B6^2) / E6 - (3, 14159 / E6) * AH6) * 1000000) + A6$	$=AE6 * (-AG6) / E6$	$0, 0788708448914898$	$=AK6 * L6$
$=КОРЕНЬ(3, 14159^2 * (G7 / 1000)^5 / (2 * AA7 * V7 * T7^7) * ((A7^2 - B7^2) / E7 - (3, 14159 / E7) * AH7) * 1000000) + A7$	$=AE7 * (-AG7) / E7$	$0, 0788755695195719$	$=AK7 * L7$
$=КОРЕНЬ(3, 14159^2 * (G8 / 1000)^5 / (2 * AA8 * V8 * T8^8) * ((A8^2 - B8^2) / E8 - (3, 14159 / E8) * AH8) * 1000000) + A8$	$=AE8 * (-AG8) / E8$	$0, 0788748157541131$	$=AK8 * L8$
$=КОРЕНЬ(3, 14159^2 * (G9 / 1000)^5 / (2 * AA9 * V9 * T9^9) * ((A9^2 - B9^2) / E9 - (3, 14159 / E9) * AH9) * 1000000) + A9$	$=AE9 * (-AG9) / E9$	$0, 0788686537817425$	$=AK9 * L9$

Результати розрахунку

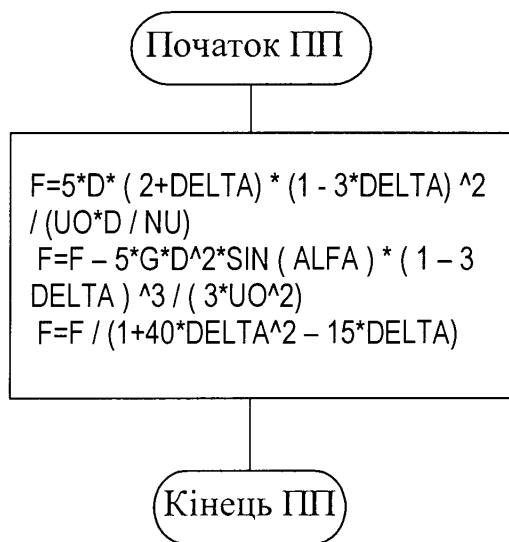
C CS=0,1	C CS=0,01	C CS=0,03	C CS=0,05	C CS=0,07	C CS=0,09
0,112604786921631	0,0112604786921631	0,0337814360764894	0,0563023934608157	0,078823350845142	0,078823350845142
0,112635375675278	0,0112635375675278	0,0337906127025835	0,0563176878376392	0,0788447629726948	0,0788447629726948
0,112657983155119	0,0112657983155119	0,0337973949465357	0,0563289915775595	0,0788605882085833	0,0788605882085833
0,11267263559271	0,011267263559271	0,0338017906677813	0,0563363177796356	0,0788708448914898	0,0788708448914898
0,11267938502796	0,011267938502796	0,033803815508388	0,0563396925139799	0,0788755695195719	0,0788755695195719
0,112678308220162	0,0112678308220162	0,0338034924660485	0,0563391541100808	0,0788748157541131	0,0788748157541131
0,112669505402489	0,0112669505402489	0,0338008516207468	0,0563347527012447	0,0788686537817425	0,0788686537817425

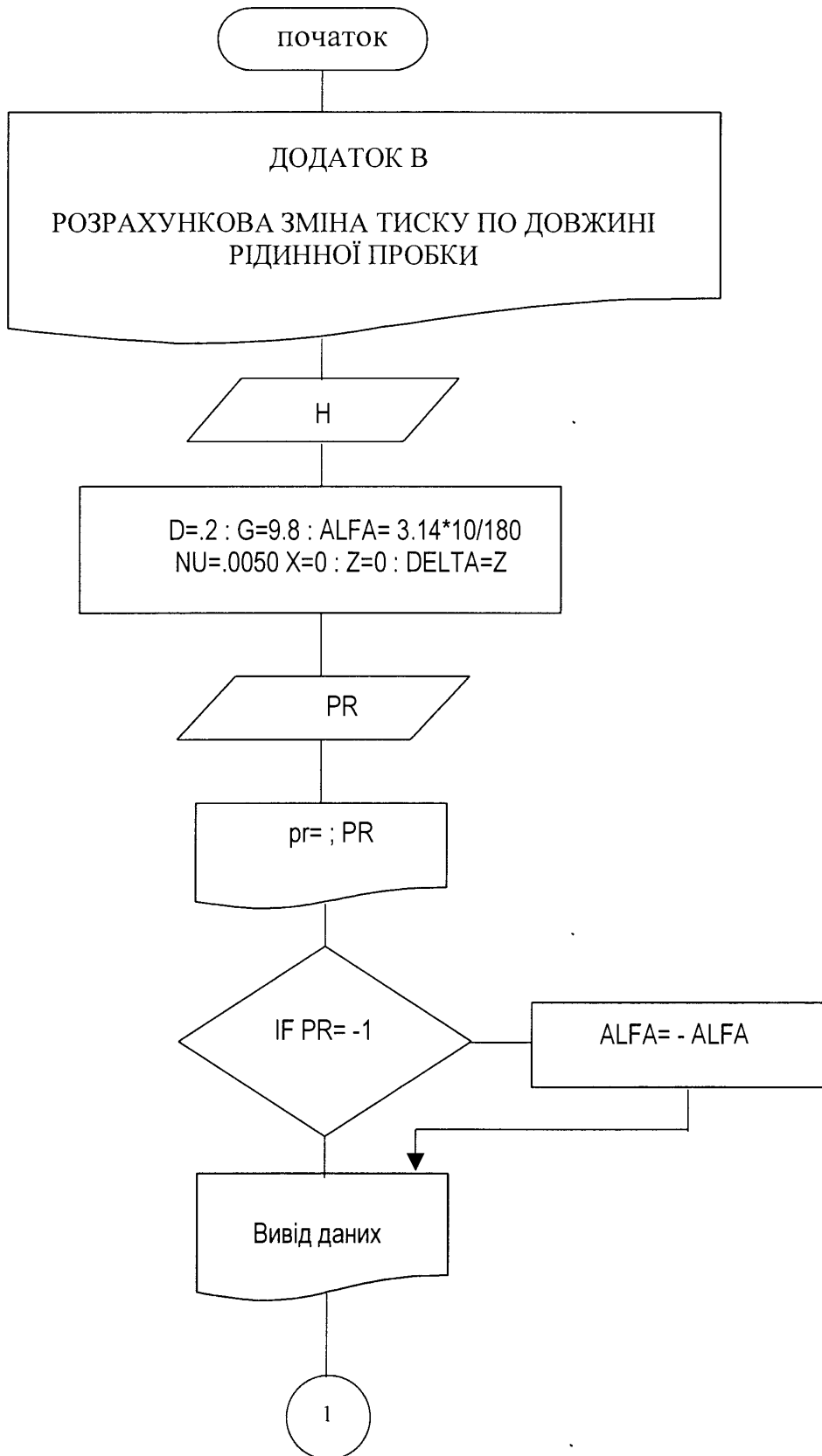
ДОДАТОК В

ВИЗНАЧЕННЯ ЗМІНИ ТИСКУ ПО ДОВЖИНІ РІДИННОЇ  
ПРОБКИ

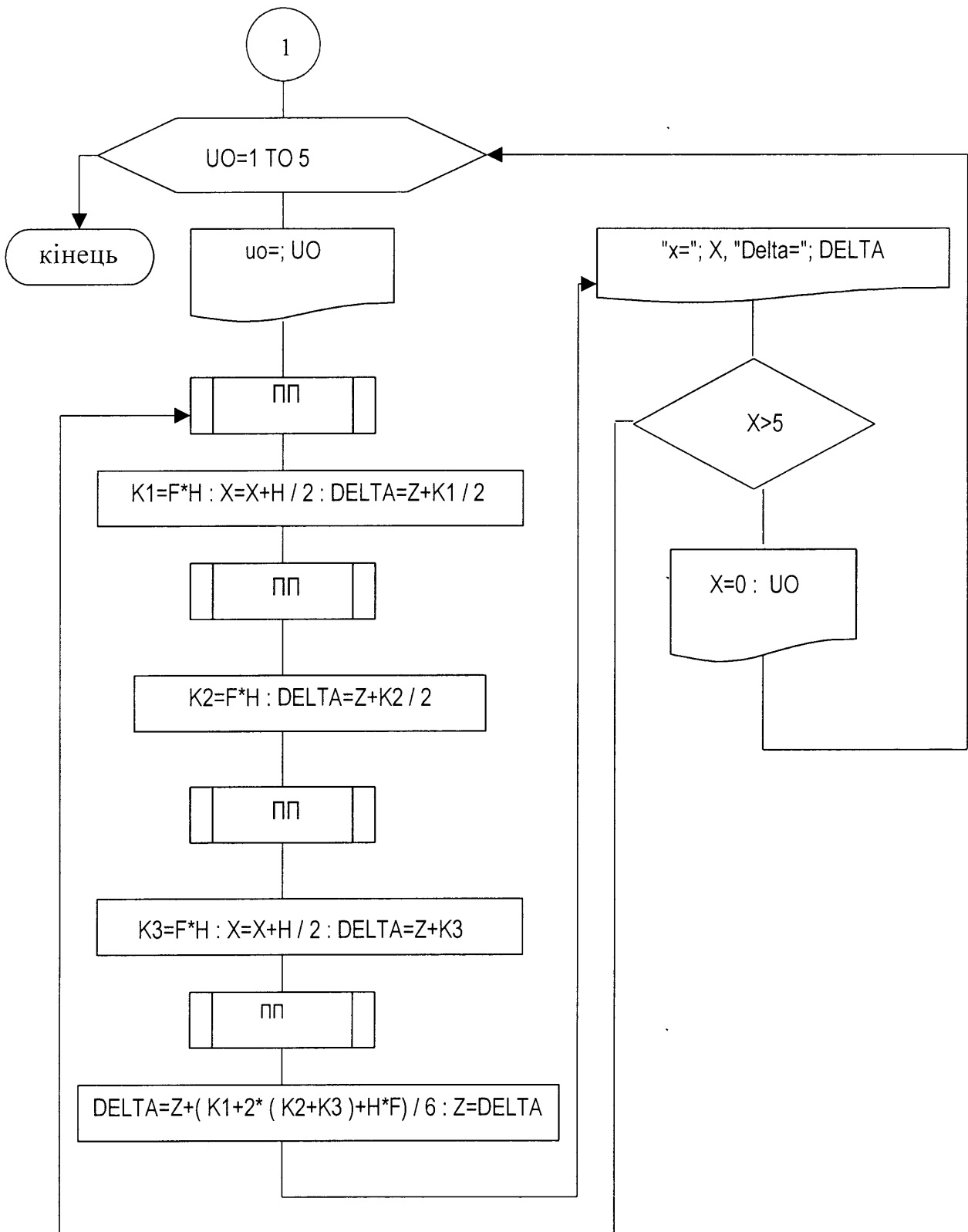
**Таблиця ідентифікаторів:**

змінна	Д	q	$\alpha$	$u_0$	$k_1$	$k_2$	$k_3$	$k_4$	F	$\delta$	h
ідентифікатор	D	G	ALFA	UO	K1	K2	K3	K4	F	DELTA	H

**Блок-схема алгоритму:**







## Програма розрахунку на мові BASIC:

```

10 PRINT " ДОДАТОК В "
20 PRINT " РОЗРАХУНКОВА ЗМІНА ТИСКУ ПО ДОВЖИНІ РІДИННОЇ ПРОБКИ "
30 PRINT " ПРОГРАМА РОЗРАХУНКУ НА МОВІ BASIC "
40 INPUT H
50 D=.2 : G=9.8 : ALFA= 3.14*10/180
60 NU=.005
70 X=0 : Z=0 : DELTA=Z
80 INPUT PR : LPRINT " pr=" ; PR
90 IF PR= -1 THEN ALFA= - ALFA
100 LPRINT " "
110 FOR UO=1 TO 5
120 LPRINT "uo=" ; UO
130 GOSUB 500
140 K1=F*H : X=X+H / 2 : DELTA=Z+K1 / 2
150 GOSUB 500 : K2=F*H : DELTA=Z+K2 / 2
160 GOSUB 500 : K3=F*H : X=X+H / 2 : DELTA=Z+K3
170 GOSUB 500 : DELTA=Z+( K1+2* ( K2+K3 )+H*F) / 6 : Z=DELTA
180 LPRINT "x="; X, "Delta="; DELTA
190 IF X>5 THEN 200
195 GOTO 130
200 LPRINT " " : X=0 : NEXT UO
210 END
500 F=5*D* ( 2+DELTA ) * ( 1 - 3*DELTA ) ^2 / (UO*D / NU)
502 F=F - 5*G*D^2*SIN ( ALFA ) * ( 1 - 3 DELTA ) ^3 / ( 3*UO^2)
504 F=F / (1+40*DELTA^2 - 15*DELTA)
510 RETURN

```

u0=1	
x=.1	Delta=1.748953E-02
x=0.3	Delta=.0764577
x=.5000001	Delta=.1218475
x=.7000001	Delta=3.669468E-02
x=.9000001	Delta=5.168284E-02
x=1.1	Delta=8.979636E-02
x=1.3	Delta=3.686308E-02
x=1.5	Delta=5.748653E-02
x=1.7	Delta=.1193447
x=1.899999	Delta=.4974466
x=2.099999	Delta=.4975397
x=2.299999	Delta=.4976323
x=2.499999	Delta=.4977246
x=2.699999	Delta=.4978166
x=2.899999	Delta=.4979081
x=3.099998	Delta=.4979994
x=3.299998	Delta=.4980902
x=3.499998	Delta=.4981806
x=3.699998	Delta=.4982707
x=3.899998	Delta=.4983605
x=4.099998	Delta=.4984498
x=4.299999	Delta=.4985388
x=4.499999	Delta=.4986275
x=4.7	Delta=.4987158
x=4.900001	Delta=.4988038

u0=2	
x=.1	Delta=.4989695
x=.3	Delta=.4992133
x=.5000001	Delta=.4994571
x=.7000001	Delta=.499701
x=.9000001	Delta=.4999449
x=1.1	Delta=.5001888
x=1.3	Delta=.5004328
x=1.5	Delta=.5006768
x=1.7	Delta=.5009209
x=1.899999	Delta=.5011649
x=2.099999	Delta=.5014091
x=2.299999	Delta=.5016532
x=2.499999	Delta=.5018974
x=2.699999	Delta=.5021416
x=2.899999	Delta=.5023859
x=3.099998	Delta=.5026302
x=3.299998	Delta=.5028744
x=3.499998	Delta=.5031187
x=3.699998	Delta=.5033631
x=3.899998	Delta=.5036075
x=4.099998	Delta=.5038519
x=4.299999	Delta=.5040962
x=4.499999	Delta=.5043407
x=4.7	Delta=.5045852
x=4.900001	Delta=.5047074
x=5.000001	Delta=.5049519

u0=3	
x=.1	Delta=.5050571
x=.3	Delta=.5052677
x=.5000001	Delta=.5054783
x=.7000001	Delta=.5056891
x=.9000001	Delta=.5058999
x=1.1	Delta=.5061109
x=1.3	Delta=.5063221
x=1.5	Delta=.5065333
x=1.7	Delta=.5067447
x=1.899999	Delta=.5069561
x=2.099999	Delta=.5071677
x=2.299999	Delta=.5073794
x=2.499999	Delta=.5075912
x=2.699999	Delta=.5078031
x=2.899999	Delta=.5080151
x=3.099998	Delta=.5082272
x=3.299998	Delta=.5084394
x=3.499998	Delta=.5086518
x=3.699998	Delta=.5088642
x=3.899998	Delta=.5090768
x=4.099998	Delta=.5092895
x=4.299999	Delta=.5095022
x=4.499999	Delta=.5097152
x=4.7	Delta=.5099282
x=4.900001	Delta=.5101413

u0=4	
x=.1	Delta=.5103372
x=.3	Delta=.510516

x=.5000001	Delta=.5106949
x=.7000001	Delta=.5108739
x=.9000001	Delta=.5109635
x=1.1	Delta=.5112322
x=1.3	Delta=.5114115
x=1.5	Delta=.5115909
x=1.7	Delta=.5117705
x=1.899999	Delta=.5119501
x=2.099999	Delta=.5121297
x=2.299999	Delta=.5123096
x=2.499999	Delta=.5124895
x=2.699999	Delta=.5126695
x=2.899999	Delta=.5128496
x=3.099998	Delta=.5130298
x=3.299998	Delta=.5132101
x=3.499998	Delta=.5133905
x=3.699998	Delta=.513571
x=3.899998	Delta=.5137516
x=4.099998	Delta=.5139323
x=4.299999	Delta=.5141132
x=4.499999	Delta=.5142941
x=4.7	Delta=.5144751
x=4.900001	Delta=.5146562

uo=5	
x=.1	Delta=.5148239
x=.3	Delta=.5149784
x=.5000001	Delta=.515133
x=.7000001	Delta=.51522876
x=.9000001	Delta=.5154423
x=1.1	Delta=.5155971
x=1.3	Delta=.515752
x=1.5	Delta=.515907
x=1.7	Delta=.516062
x=1.899999	Delta=.5162171
x=2.099999	Delta=.5163723
x=2.299999	Delta=.5165276
x=2.499999	Delta=.5166829
x=2.699999	Delta=.5168383
x=2.899999	Delta=.5169938
x=3.099998	Delta=.5171495
x=3.299998	Delta=.5173052
x=3.499998	Delta=.517461
x=3.699998	Delta=.5176168
x=3.899998	Delta=.5177727
x=4.099998	Delta=.5179288
x=4.299999	Delta=.5180849
x=4.499999	Delta=.5182411
x=4.7	Delta=.5183974
x=4.900001	Delta=.5185537

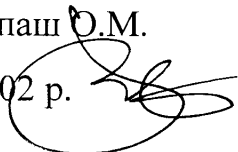
" Затверджую "

проректор по науковій роботі

ІФДНТУНГ нафти і газу

проф. д.т.н. Карпаш О.М.

" 0 " травень 2002 р.



" Затверджую "

голова правління

ЗАТ "Нафтогазбуд"

Май С.Г.

01293961

" 0 " травень 2002 р.



**Акт впровадження  
результатів дисертаційної роботи  
Мартинюк Оксани Тарасівни  
"Розробка технології транспорту сірководневих  
газів малих родовищ України "**

Ми, що підписалися нище склали даний акт в тому, що наукова розробка Мартинюк Оксани Тарасівни "Метод захисту газопроводу від внутрішньотрубної корозії шляхом нанесення інгібітора корозії НАФТО-ХІМ-1" впроваджена при освоєнні Локачинського родовища, що дозволило отримати економічний ефект в розмірі 252, 04 тис.грн в рік. Розрахунок економічного ефекту додається.

ІФДНТУНГ нафти і газу

проф. Грудз В.Я.

асист. Мартинюк О.Т.

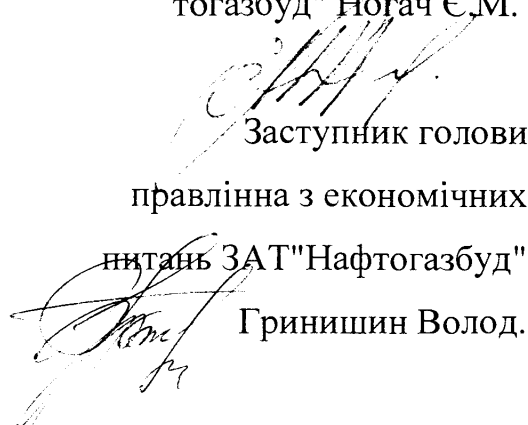


Заступник голови  
правління ЗАТ "Наф-  
тогазбуд" Ногач Є.М.

Заступник голови  
правління з економічних

питань ЗАТ "Нафтогазбуд"

Гринишин Волод.



## **Розрахунок економічного ефекту від впровадження альтернативного проекту облаштування Локачинського газового родовища.**

### **1. Коротка характеристика заходу, що пропонується до впровадження.**

Принциповою відмінністю запропонованого в дисертаційній роботі "Розробка технології транспорту сірководневих газів малих родовищ України" альтернативного проекту облаштування Локачинського газового родовища від існуючого, розробленого ВАТ "Інститут ПівденНДІДПРОГАЗ", є спосіб транспортування і подальшого використання видобутого природного газу.

Існуючим проектом передбачено прокладання газопроводу-відводу до діючої АГРС та відповідне розширення потужностей АГРС. Таке технічне рішення дозволяє знизити негативні наслідки корозії труб та обладнання, спричинених високим вмістом сірководневих сполук в газі Локачинського родовища, однак вимагає значних матеріальних затрат. Крім того, подальше спалювання газу, що містить домішки сірководню, негативно позначиться на екологічній ситуації в регіоні.

Альтернативний проект передбачає здійснювати подачу газу Локачинського родовища безпосередньо в діючий магістральний газопровід. За рахунок змішування потоку сірководневого газу з основним потоком газу магістрального газопроводу можна довести концентрацію сірководневих сполук до допустимої величини.

Для досягнення вказаної мети в дисертаційній роботі обґрунтовано доцільність спорудження газопроводу-відводу протяжністю 1820 м і діаметром 103×5 мм Локачинського родовища до магістрального газопроводу Івацевичі-Долина. Врізку даного газопроводу-відводу пропонується здійснювати через лупінг діаметром 720×10 мм з використанням кульових кранів  $D_y$  700. Оптимальна робоча довжина лупінга обґрунтована відповідними розрахунками. В роботі обґрунтовано доцільність комплексу іншого технологічного обладнання і устаткування з метою мінімізації можливих наслідків сірководневої корозії.

## **2. Розрахунок економічного ефекту**

Економічний ефект від впровадження альтернативного варіанту облаштування Локачинського газового родовища досягається за рахунок суттєвого зниження обігів необхідних капітальних вкладень та скорочення експлуатаційних витрат.

Базовий варіант:

Капітальні вкладення в спорудження газопроводу протяжністю 10280 м від споруд Локачинського родовища до діючої АГРС:

$$K_{11}=101,6 \cdot 10,28=1044,5 \text{ тис.грн.}$$

Капітальні вкладення в розширення АГРС:

$$K_{12}=368,3 \text{ тис.грн.}$$

$$\text{Всього, } K_1=1044,5+368,3=1412,8 \text{ тис.грн.}$$

Експлуатаційні витрати  $C_1=194,67$  тис.грн.

Альтернативний варіант:

$$\text{Капітальні вкладення: } K_2=165,62+247,4=413,02 \text{ тис.грн.}$$

Експлуатаційні витрати:  $C_2=18,4$  тис.грн.



Річний економічний ефект:

$$PEE=(1044,5 \cdot 0,12+194,67) - (413,02 \cdot 0,12+18,4)=252,04 \text{ тис.грн.}$$

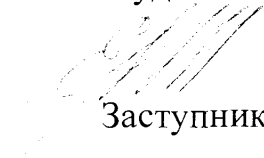
ІФДНТУНГ нафти і газу

проф. Грудз В.Я.

асист. Мартинюк О.Т.

Заступник голови  
правління ЗАТ"Наф-  
тогазбуд" Ногач Є.М.



Заступник голови  
правління з економічних  
питань ЗАТ"Нафтогазбуд"

Гринишин Волод.

