

**Міністерство освіти і науки України**  
**Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу**

На правах рукопису

**БАНАХЕВИЧ РОМАН ЮРІЙОВИЧ**

УДК 622.691.4

**РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДУ ДІАГНОСТУВАННЯ**  
**СКУПЧЕНЬ У ПОРОЖНИНАХ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ**  
**МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ**

**Спеціальність 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища**

**Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук**

**Науковий керівник:**  
**Карпаш Олег Михайлович**  
**доктор технічних наук, професор**

**Івано-Франківськ – 2015**

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ .....	5
ВСТУП .....	7
АНАЛІЗ ПРИЧИН ТА ОСОБЛИВОСТЕЙ УТВОРЕННЯ СКУПЧЕНЬ В ПОРОЖНИНАХ ГАЗОПРОВОДІВ .....	14
1.1 Аналіз причин утворення скупчень в порожнинах магістральних газопроводів .....	14
1.2 Вплив скупчень на безпечність та режими експлуатації магістральних газопроводів .....	26
1.3 Вибір та обґрунтування напрямку подальших досліджень .....	34
ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЩОДО ЛОКАЛІЗАЦІЇ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ОБ'ЄМУ РІДИННИХ СКУПЧЕНЬ В ПОРОЖНИНІ ДІЮЧИХ ГАЗОПРОВОДІВ .....	36
2.1 Ідентифікація місць найбільш ймовірної появи скупчень в порожнині діючих газопроводів.....	36
2.2 Розроблення методу ідентифікації місць скупчень рідин в порожнині газопроводу .....	43
2.3 Апробація розробленого методу ідентифікації місць скупчень рідин в порожнині газопроводу.....	48
2.4 Визначення об'єму скупчень рідини в порожнині діючого магістрального газопроводу .....	54
Висновки до розділу 2.....	65
РОЗРОБЛЕННЯ І ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДУ ТА ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ РІВНЯ РІДИНИ В ПОРОЖНИНІ ДІЮЧОГО ГАЗОПРОВОДУ.....	66
3.1 Вибір фізичного принципу для реалізації задачі вимірювання рівня рідини в порожнині діючого газопроводу. ....	67
3.2 Моделювання процесу поширення ультразвукових коливань в системі	

вимірювання рівня рідини діючого магістрального газопроводу.....	71
3.3 Розроблення системи для вимірювання рівня рідини в порожнині діючого газопроводу .....	73
3.4 Проведення експериментальних досліджень в лабораторних умовах розробленого методу і системи для вимірювання рівня рідини в порожнині діючого газопроводу .....	81
Висновки до розділу 3.....	94
<b>ПРОМИСЛОВА АПРОБАЦІЯ ТА ВПРОВАДЖЕННЯ МЕТОДУ ВИМІРЮВАННЯ РІВНЯ РІДИНИ В ПОРОЖНИНІ ДІЮЧОГО МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ І МЕТОДИКИ ВИЗНАЧЕННЯ ЇЇ ОБ'ЄМУ .....</b>	<b>96</b>
4.1 Технологія проведення промислової апробації методу вимірювання рівня рідини в порожнині діючого газопроводу і методики визначення її об'єму.....	96
4.2 Проведення промислової апробації методу вимірювання рівня рідини і методики визначення її об'єму в порожнині діючого газопроводу «Пасічна-Тисмениця» .....	99
4.3 Впровадження у виробничий процес та розрахунок економічного ефекту методу вимірювання рівня рідини і методики визначення її об'єму на магістральному газопроводі «Острогозьк – Шебелинка» П н. Куп'янського ЛВУ МГ філії УМГ «ХАРКІВТРАНСГАЗ» .....	104
4.4 Розробка проекту нормативного документу, що реалізує запропоновану технологію.....	105
Висновки до розділу 4.....	118
<b>ВИСНОВКИ .....</b>	<b>120</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>	<b>122</b>
<b>ДОДАТКИ .....</b>	<b>136</b>

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АТ	– акціонерне товариство
БАПС	– безпечна автоматизація та попереджувальна сигналізація
ВДТ	– внутрішньотрубна діагностика
ГІС	– геоінформаційна система
ГКР	– газоконденсатне родовище
ГП	– газовий промисел
ГПА	– газоперекачувальний агрегат
ГПУ	– газопромислове управління
ГР	– газове родовище
ГРС	– газорозподільна станція
ГТС	– газотранспортна система
ДК	– дочірня компанія
ДКС	– дожимна компресорна станція
Ду	– умовний діаметр
ІСТГН	– інформаційна система трас газо- нафтопроводів
КВП	– контрольно-вимірювальний пост
КС	– компресорна станція
ЛЧ	– лінійна частина
ЛВУМГ	– лінійне виробниче управління магістральних газопроводів
МГ	– магістральний газопровід
МГСУ	– малогабаритна сепараційна установка
НС	– надзвичайна ситуація
ОЕП	– основні експлуатаційні показники
ОНТП	– отраслевые нормы технологического проектирования
ПАТ	– публічне акціонерне товариство
ПЕП	– п'єзоелектричний перетворювач

- СОУ – стандарт організації України
- УЗП – управління та залучення персоналу
- УКПГ – установка комплексної підготовки газу
- УМГ – Управління магістральних газопроводів
- УПУ – Уренгой – Помари – Ужгород
- ЦДД – центральний диспетчерський департамент
- ROAIMS – ROSEN Asset Integrity Management Software (програмне забезпечення фірми "Розен" для управління цілісністю активів)

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Сьогодні Україна володіє однією з найбільших в Європі газотранспортною системою. Вона включає більше як 40 тис. км трубопроводів, майже 300 насосних і компресорних станцій, 1456 газорозподільних станцій, 13 підземних газосховищ з активною місткістю 32 млрд. м<sup>3</sup>. Україна, відповідно до Енергетичної стратегії до 2030 року, планує нарощувати обсяги видобування газу. Газова галузь України характеризується сукупністю особливих чинників експлуатації своїх об'єктів: складні умови експлуатування; значна частка (більше 70 %) устаткування відпрацювала нормативний ресурс і через хронічне недофінансування не оновлюється.

Наявність рідини в порожнині газопроводу є одним із факторів, що суттєво знижує ефективність функціонування газотранспортної системи. В умовах експлуатації магістрального газопроводів дуже важливим завданням є визначення рівня рідини в їх порожнинах, оскільки наявність рідини негативно впливає на роботу всіх вузлів газотранспортної системи, ускладнює процес проведення внутрішньотрубної діагностики магістрального газопроводу і суттєво погіршує якість газу.

На горизонтальних і низхідних ділянках траси рідина рухається у вигляді плівки по стінках труби. Наявність рідкої плівки значно збільшує гідравлічний опір газового потоку. Найбільша кількість рідини накопичується на висхідних ділянках газопроводу, утворюючи гідравлічний затор, частково чи повністю перекриваючи переріз труби, підвищення гідравлічного опору і гідростатичного перепаду тиску. Крім цього наявність води в газопроводі значно ускладнює процедуру внутрішньотрубного діагностування трубопроводу, оскільки в такому випадку можливе пошкодження чи руйнування очисного та діагностичного поршнів, які зазнаватимуть гідравлічних ударів. На ділянках повітряних переходів через природні та штучні перепони очисний поршень, рухаючись в магістральному

газопроводі, накопичуватиме перед собою значний об'єм рідини та бруду, що може призвести до значного росту внутрішніх напружень у стінці газопроводу та, як наслідок, його руйнування.

Дана робота спрямована на підвищення ефективності експлуатації магістральних газопроводів, запобігання аварійним відмовам обладнання, підвищення надійності експлуатації газотранспортної системи в цілому.

Значний вклад у розвиток методів та засобів контролю технічного стану трубопроводів внесли такі вітчизняні та зарубіжні вчені, зокрема: Капцов І.І., Крижанівський Є.І., Карпаш О.М., Петрина Ю.Д., Копей Б.В., Грудз В.Я., Шлапак Л.С., Скальський В.Р., Никифорчин Г.М., Грудз Я.В., Брук В.А., Галімов А.К., Гусейнов Ч.С, Лур'є А.І., Одішарія Г.Є., Керролл Д., V. Goldberg, Mahmood Moshfeghian та інші. Українськими фахівцями Рудніком А.А. [31, 32] та Беккером М.В. [33] запатентовано способи контролю утворення гідратів в порожнині газопроводів на основі аналізу температурного режиму.

Проте без належної уваги дослідників залишився ряд наступних питань, які є досить важливими в системі експлуатації МГ, а саме – контроль зміни фізико-механічних характеристик трубопроводів, можливість оцінки їх технічного стану за кількома параметрами контролю в комплексі, тощо. Тому розроблення нових підходів до технічної діагностики та моніторингу лінійної частини магістральних трубопроводів довготривалої експлуатації, розвиток їх наукового підґрунтя, а також методів, засобів та технологій їх застосування є актуальною науково-технічною проблемою.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота виконана на кафедрі технічної діагностики та моніторингу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу відповідно до плану в рамках виконання:

- «Розроблення новітніх неруйнівних методів діагностики і моніторингу деградації матеріалів металоконструкцій довготривалої експлуатації» (номер державної реєстрації

0111U002999);

- «Управління ризиками безпечної експлуатації протяжних потенційно небезпечних інженерних споруд за наявності геодинамічних впливів» (номер державної реєстрації 0111U001361).

**Метою дисертаційної роботи** є вирішення актуального науково-прикладного завдання в напрямку дослідження з удосконалення методів експлуатації магістральних газопроводів шляхом розроблення й упровадження нового методу і засобу технічного діагностування рідинних скупчень у порожнинах лінійної частини газопроводів.

Для досягнення поставленої мети в дисертаційній роботі необхідно вирішити такі **задачі**:

- проаналізувати сучасний стан і тенденції розвитку методів, засобів і технологій виявлення рідинних скупчень у магістральних газопроводах.
- розробити методи ідентифікації ймовірних місць виникнення та локалізації значних рідинних скупчень у порожнинах і запропонувати методи їх моніторингу.
- розробити і дослідити методи та засоби визначення наявності та рівня рідинного скупчення в діючому газопроводі.
- розробити систему моніторингу наявності рідини в порожнині діючого магістрального газопроводу і провести її промислову апробацію.

**Об'єктом досліджень** є наявність у магістральному газопроводі рідинних скупчень.

**Предметом досліджень** є магістральний газопровід та методи і засоби діагностування рідини і бруду в його порожнині в умовах реальної експлуатації.

**Методи дослідження.** Для вирішення поставлених задач і досягнення поставленої мети в дисертації використано методи аналітичного моделювання, методи кореляційного та регресійного аналізу, інтерполяція даних. Експериментальні дослідження щодо розроблення методу



діагностування скупчень у порожнинах лінійної частини трубопроводів та узагальнення результатів здійснювались із застосуванням теорії та практики технічних вимірювань і планування експерименту, методи поліноміальної фільтрації результатів вимірювань, математичної статистики і теорії ймовірності, методів числового оброблення результатів експерименту для підвищення їх достовірності.

**Наукова новизна одержаних результатів.** Наукова новизна результатів дисертаційної роботи визначається такими положеннями:

1. Вперше запропоновано аналітичний метод локалізації та визначення об'єму скупчень рідини в порожнині магістрального газопроводу.

2. Вперше розроблено спосіб технічного діагностування порожнини труби газопроводу без втручання в його роботу та порушення режиму транспортування газу, що полягає у застосуванні ультразвукового методу визначення рівня рідини в місцях її скупчення в порожнині труби.

3. Удосконалено функціональну схему ультразвукового методу технічної діагностики лінійної частини газопроводу, що дало можливість, незалежно від умов навколишнього середовища, одержувати достовірну інформацію про стан газопроводу.

4. Знайшли подальший розвиток методи побудови та використання технічних засобів та діагностичних систем для оцінювання технічного стану магістральних газопроводів, що значно підвищує надійність газотранспортної системи.

**Практичне значення одержаних результатів.** Розв'язані в дисертації задачі та отримані результати дають можливість підвищити ефективність та надійність системи транспортування газу за рахунок застосування розробленого методу діагностування рідинних скупчень для їх більш ефективного вилучення з порожнин труб магістральних газопроводів для подальшої можливості проведення якісної внутрішньотрубної діагностики магістральних газопроводів.

На основі результатів досліджень розроблено та виготовлено

апробований дослідно-експериментальний взірець інформаційно-вимірювальної системи моніторингу наявності і об'єму рідинних скупчень у порожнині магістрального газопроводу, а також розроблено технологію виявлення цих скупчень із застосуванням розробленої інформаційно-вимірювальної системи.

**Положення, що виносяться на захист:** метод визначення місця і рівня рідини та бруду в порожнині газопроводу.

**Особистий внесок здобувача.** Основні наукові положення та результати, які становлять суть дисертації, отримані автором самостійно. Дисертантом виконано такі наукові дослідження:

- проведено аналіз та систематизовано причини утворення забруднень в порожнині магістральних газопроводів [1, 5, 11, 14, 15, 25];
- проаналізовано стан методичного, технічного і нормативного забезпечення проведення технічного діагностування магістральних газопроводів [1, 2, 6, 7, 8, 22, 23, 24, 26];
- розроблено аналітичні методи визначення локалізації та об'єму скупчення нетехнологічної рідини в порожнині магістрального газопроводу [1, 3, 13, 17, 18, 19, 21];
- розроблено, апробовано й впроваджено в промислових умовах на діючому магістральному газопроводі дослідно-експериментальний взірець, технологію інформаційно-вимірювальної системи моніторингу наявності і об'єму рідин у порожнині магістрального газопроводу [1, 4, 9, 10, 12, 16, 20, 27, 28].

Автор брав особисту участь у розробленні проекту нормативного документу, що реалізує запропоновану технологію.

**Апробація роботи.** Основні результати роботи доповідалися і обговорювалися на ряді міжнародних наукових конференцій та нарад, зокрема: Трубопроводный транспорт – 2010: IV Международная учебно-научно-практическая конференция, 8 – 9 ноября 2010 г.: – Уфа (Республика Башкортостан, Российская Федерация); Підвищення надійності та

ефективності роботи лінійної частини магістральних газопроводів газотранспортної системи ДК «Укртрансгаз»: 21 – 25 лютого 2011 р., – Яремче; NDT Days 2011/Дни на безразрушителния контрол 2011: 26th International Conference “Defectoscopy’11”, 13–17 June 2011: – Sozopol (Republic of Bulgaria), 2011; Нафтогазова енергетика-2011: Міжнародна науково-технічна конференція, 10–14 жовтня 2011 р.: – Івано-Франківськ; Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: VII международная научно-техническая конференция, 22 – 25 ноября 2011 г.: – Новополюцк (Республика Беларусь); Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання: Шоста Міжнародна науково-технічна конференція і виставка, 29 листопада – 2 грудня 2011 р.: – Івано-Франківськ; Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів: XVII Міжнародна науково-технічна конференція – ЛЕОТЕСТ-2012, 20 – 25 лютого 2012 р.: – Славське, Львівської області; Підвищення надійності та ефективності роботи лінійної частини магістральних газопроводів газотранспортної системи ДК «Укртрансгаз», 29 лютого – 3 березня 2012 р.: – Яремче; Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу, 15 – 18 травня 2012 р.: – Івано-Франківськ; Нафтогазова енергетика 2013: Міжнародна науково-технічна конференція, 7 – 11 жовтня 2013 р.: – Івано-Франківськ; NDT Days 2014/Дни на безразрушителния контрол 2014: XXIX International Conference “Defectoscopya’14”, 09 – 18 June 2014: – Sozopol (Republic of Bulgaria), 2014; Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання: 7-ма Міжнародна науково-технічна конференція і виставка, 25 – 28 листопада 2014 р.: – Івано-Франківськ; Нафтогазова енергетика 2015: Міжнародна науково-технічна конференція, 21 – 24 квітня 2015 р.: – Івано-Франківськ.

**Публікації результатів досліджень.** Основні положення дисертаційної

роботи викладено у 28 публікаціях, а саме: одна монографія у співавторстві; один патент України; шість публікацій у фахових наукових виданнях Міністерства освіти і науки України; чотири статті в наукових фахових виданнях інших держав і одна публікація в закордонному електронному науковому фаховому виданні; 15 матеріалів міжнародних конференцій (зокрема 5 у зарубіжних).

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертація складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків. Повний обсяг дисертації складає 152 сторінки, основний текст викладено на 121 сторінці. Крім того робота проілюстрована 40 рисунками, включає 6 таблиць, список використаних джерел із 118 найменувань та 6 додатків.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ ПРИЧИН ТА ОСОБЛИВОСТЕЙ УТВОРЕННЯ СКУПЧЕНЬ В ПОРОЖНИНАХ ГАЗОПРОВОДІВ

#### 1.1 Аналіз причин утворення скупчень в порожнинах магістральних газопроводів

На даний час більшість газових родовищ в Україні знаходяться на завершальній стадії експлуатації. Поступове зниження пластового тиску призводить до того, що обладнання на УКПГ, шлейфи і газопроводи системи видобутку та збору газу експлуатуються на тисках значно менших за проектні, а зниження дебіту свердловин є причиною транспортування газу трубопровідною системою з продуктивністю, яка у декілька разів менша за проектну. Це з одної сторони відбивається у зменшенні швидкостей транспортування газу, що сприяє за певних термодинамічних умов осадженню значної кількості рідинних забруднень вже в шлейфах свердловин, з іншої – у неефективній роботі сепараційного обладнання на УКПГ, що в цілому призводить до збільшення перепадів тиску трасою газопроводів системи збору і видобутку газу, які виникають внаслідок часткового або повного перекриття перерізу труби. Результатом накопичення значних об'ємів рідини в порожнині газопроводів та шлейфів є збільшення гідравлічного опору окремих їх ділянок, що в підсумку є причиною зменшення видобутку газу з свердловини [1].

Природні і попутні гази, які транспортуються магістральними газопроводами, майже завжди містять різні тверді домішки (пісок, пил, зварювальні залишки, окалини тощо) і рідкі домішки (воду, конденсат, мастило). Більшість домішок потрапляє в газопровід з газом зі свердловин. Однак на нових газопроводах, особливо в початковий період експлуатації, незважаючи на обов'язкову продувку і очистку внутрішньої порожнини

перед введенням в експлуатацію, в них залишається велика кількість різних механічних домішок і води. Машинне мастило систематично потрапляє в газопровід через компресори і відцентрові нагнітачі (так званий «ефект десятого підшипника»), які встановлені на компресорних станціях.

Тверді частинки, що знаходяться в газі, потрапляючи в поршневі компресори на компресорних станціях, прискорюють зношення поршневих кілець, клапанів і циліндрів, а у відцентрових нагнітачах – зношення робочих коліс і самого корпусу нагнітача, фасонних частин гітари компресорного цеху. Крім того, вони руйнують арматуру, встановлену на вхідному та вихідному шлейфах компресорних станцій, лінійній частині газопроводу і т. д. Рідкі частки води і конденсату, накопичуючись в понижених місцях, звужують перетин газопроводу і сприяють утворенню в ньому гідратних і гідравлічних пробок.

Проблемі забруднення внутрішньої порожнини газопроводів приділено значну увагу, особливо в час розквіту газовидобувної галузі в колишньому СРСР. Треба відзначити, що значна частина дослідників звертає увагу більше на магістральні газопроводи, природний газ в яких пройшов декілька ступенів очистки від УКПГ до КС і відповідає технічним умовам [29].

У більш ранній період станом на 60 – 70 р.р. минулого сторіччя можна знайти дослідження ефективності роботи газопроводів, які транспортують газ до очищення на УКПГ або ж після його попередньої очистки. На той час набувають популярності методи вилучення накопиченої рідини шляхом продування ділянок з розгерметизацією труби, що тягне за собою стравлювання значних об'ємів газу, врізання різноманітних засобів відведення рідини (дріпи різних конструкцій, дренажні трубки тощо), застосування для очистки газопроводів поршнів із сферичною оболонкою, виготовлених, як правило, з технічної гуми.

На жаль, час розвалу колишньої держави і становлення нової позначився тим, що внаслідок недостатнього, через хронічний уже брак коштів, відношення до обстеження та технічного обслуговування обладнання

лінійної частини газопроводів, значна частина парку дрів вийшла з ладу або працює неефективно. Станом на 80-90-ті р.р. минулого сторіччя багато уваги приділяється дослідженням двофазного потоку, розробляють моделі руху газу і рідини в трубах, створюють нові способи визначення кількості рідини в порожнині газопроводу та способи вилучення рідини з газопроводу шляхом створення імпульсного режиму робочого потоку газу (так званий "Метод швидкісного потоку газу"), модернізують пристрої для відведення рідини [34]. За кордоном на цей час приділяється значна увага очистці внутрішньої порожнини газопроводу методом пропускання очисних пристроїв різних конструкцій [35], розробляються методи очищення порожнини шлейфів і газопроводів гелевими поршнями [36] та поверхнево-активними речовинами [37], та методи уточнених розрахунків гідравлічного стану газоконденсатних газопроводів [38, 39]. Крім того завдяки створенню модернізованого сепараційного обладнання значно покращується очистка газу на промислах.

Однак за дослідженнями, проведеними в останні роки співробітниками УкрНДІгазу, більшість з перелічених методів підвищення ефективності роботи газопроводів, через брак коштів доволі рідко запроваджувались у промислову експлуатацію в Україні [40].

Протягом останніх років Україна збільшує видобування газу шляхом розвідки нових перспективних газовидобувних районів, набули значного підвищення роботи по бурінню і введенню в експлуатацію свердловин, зменшення тиску на усті свердловин до мінімально можливих значень, що уможлиблюють його транспортування під дією пластового тиску до ДКС, перерозподілу газових потоків в районах найбільшого споживання власного газу. Але на базі останніх двох з перелічених способів збільшення видобутку газу виникає проблема забезпечення якомога менших перепадів тиску трасою газопроводу: чи то газопровід, що транспортуватиме газ від промислу до споживачів, чи газопровід (шлейф), що транспортує газ до УКПГ або від УКПГ до ДКС.

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

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

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

Є доволі багато причин, що спонукають до наявності рідинних забруднень у порожнині газопроводів [41]:

1. Наявність вже накопиченої рідини в порожнині газопроводу від початку його експлуатації. Причиною цього є те, що більшість газопроводів введених в дію у 60-70 р.р. минулого сторіччя, а за цей час, внаслідок недостатньої продувки газопроводу після гідровипробування, несвоєчасного введення сепараційного обладнання в експлуатацію, неякісної підготовки газу, не забезпечення проектного температурного режиму в газопроводі тощо, рідинні забруднення поступово накопичувались в газопроводах. Очищення внутрішньої порожнини в ті часи проводились, як правило, поршнями "самопального" виробництва, без точних замірів необхідних розмірів, з підручних матеріалів (як правило, це були відпрацьовані автомобільні шини, що натягувались на "котушку" труби відповідного діаметру). Звичайно, що використання подібного роду обладнання пропускало позад себе, практично всю рідину і виносило з порожнини



газопроводу переважно будівельне сміття та лише крупні залишки металу і бруду. Очевидно, що коефіцієнт гідравлічної ефективності роботи газопроводу після такої "очистки", практично, не змінювався, але як проведений захід відзначався в різноманітних звітах. Крім того, подібні "очистки" порожнини газопроводів проводились переважно тільки після закінчення будівництва і аж ніяк не періодично в ході експлуатації. Треба сказати, що як уже відмічалось вище, єдиним періодичним і плановим методом очистки ділянок трас магістральних газопроводів було їх самоочищення (так званий "Метод швидкісного потоку газу") в періоди збільшення газоподачі, що супроводжувалось залповими викидами рідини на ГРС, КС чи інших кінцевих пунктах призначення.

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

3. Експлуатація сепараційного обладнання на таких режимах, що не справляються з відділенням рідинної фази. Цьому сприяє те, що сепараційне обладнання експлуатується з продуктивністю, яка значно переважає номінальну за паспортними даними, або неправильно підібрані параметри тиску і температури в сепараторі [42].

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

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

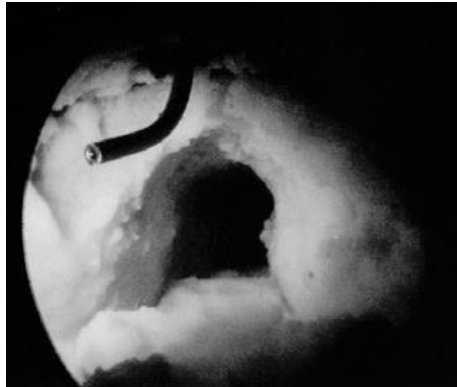
підвищувати точку роси газу іншого УКПГ, що супроводжуватиметься процесом випадіння важких вуглеводнів і рідини з газорідинного потоку.

З іншого боку чинні нормативні документи встановлюють точку роси газу на вході в газопровід нижчою за температуру газу, але не регламентують її значення [42]. Зниження температури газу під час транспортування за межу точки роси сприятиме конденсації рідини з газового потоку.

6. Експлуатація газопроводів на пониженій витраті. Результатом цього є зниження швидкостей газу на ділянці газопроводу. За умови забезпечення швидкості транспортування більше за 12-15 м/с суттєвого осаду рідини не відбувається і проходить процес самоочищення газопроводу, при зменшенні швидкості до 5-11 м/с відбувається аперіодичний хвильовий рух рідини, що супроводжується викиданням її з коліна, за умови зменшення швидкості нижче за 5 м/с має місце процес поступового накопичення рідинних забруднень.

Відповідно до вище наведеного, наявність вологи в транспортованому продукті суттєво ускладнює нормальний режим роботи газопроводів і знижує його якість. Пари води здатні конденсуватися, порушуючи нормальний рух газу по газопроводу. На горизонтальних і низхідних ділянках траси рідина рухається у вигляді плівки по стінках труби. Наявність рідкої плівки значно збільшує гідравлічний опір газового потоку [43]. Найбільша кількість рідини накопичується на висхідних ділянках газопроводу, утворюючи гідравлічний затор, частково чи повністю перекриваючи переріз труби. Попри це наявність в трубопроводі гідратоутворювача (газ, газовий конденсат) і вільної води (рідка вода, лід, вода диспергована в об'ємі газу чи рідкого гідратоутворювача, плівки води на внутрішній поверхні трубопроводу і т.д.) при відповідній температурі і тиску сприяють утворенню гідратів. При створенні умов гідратоутворення на ділянці газопроводу гідратна пробка швидко наростає в міру надходження води і гідратоутворювача. При цьому пари води виділяються з газу, що знижує їх пружність на певну величину і прискорює процес утворення

локальної гідратної пробки, яка в свою чергу може повністю перекрити переріз труби (рис. 1.1) [44]. Тому, знати місця можливого гідратоутворення дуже важливо для своєчасного їх попередження.

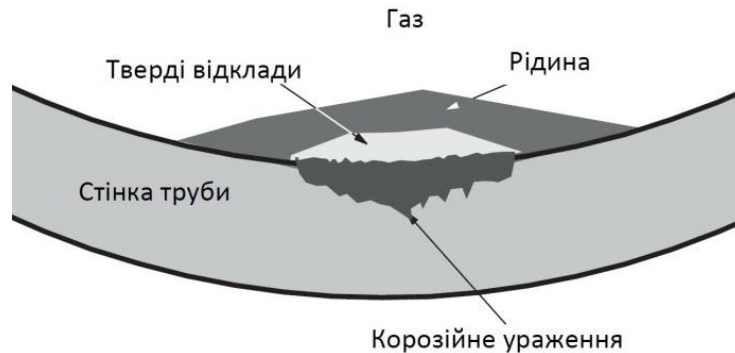


*Рисунок 1.1 – Локальна гідратна пробка в порожнині газопроводу*

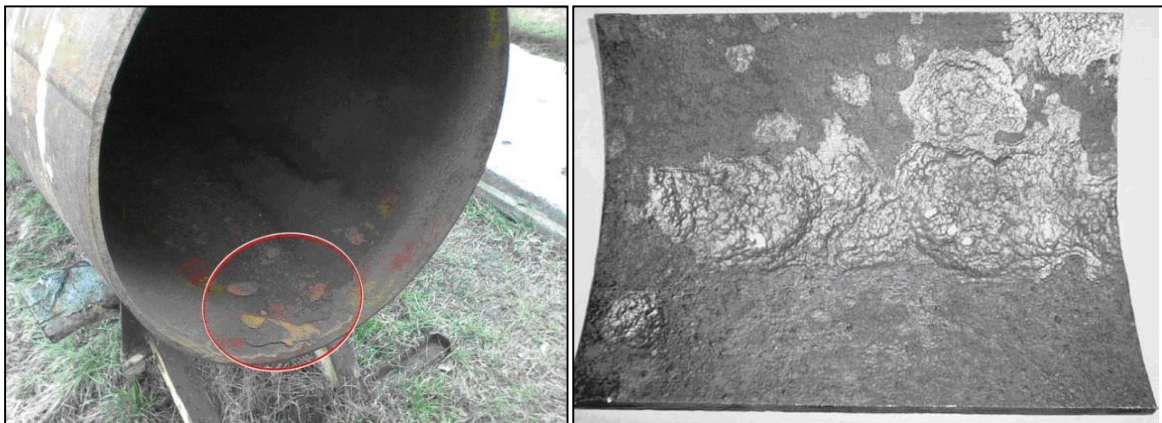
Вказані причини призводять до зниження ефективності роботи газопроводу – підвищення гідравлічного опору і гідростатичного перепаду тиску [45, 46]. Крім цього, як уже зазначалося вище, наявність значної кількості рідини в газопроводі досить суттєво ускладнює процедуру внутрішньотрубного діагностування трубопроводу, оскільки в такому випадку можливе не тільки пошкодження чи руйнування очисного та діагностичного поршнів, їх давачів та сенсорів, які зазнаватимуть гідравлічних ударів і не передбачуваних гідродинамічних навантажень. На ділянках повітряних переходів, коли очисний поршень, рухаючись в газопроводі, накопичуватиме і буде нести перед собою значний об'єм води, що може призвести до значного росту внутрішніх напружень у стінці газопроводу та, як наслідок, значного зростання небезпеки його руйнування.

Особлива небезпека виникає тоді, коли частина рідини, яка конденсується в порожнині трубопроводу покриває шар твердих відкладень і спричиняє корозійне ураження стінки газопроводу [47]. За умов низької турбулентності газового потоку тверді відклади можуть збиратись на дні горизонтальної чи злегка похилої лінії газопроводу. Ілюстрація, яка показує утворення корозії через накопичення відкладів у нижній частині газопроводу, зображена на рисунку 1.2. Приклад розвитку корозії, що може трапитись у нижній частині труби під накопиченими відкладами, зображено на

рисунку 1.3.



*Рисунок 1.2 – Утворення корозії під композицією вода – тверді відклади на дні трубопроводу в місцях утворення рідинної пробки*

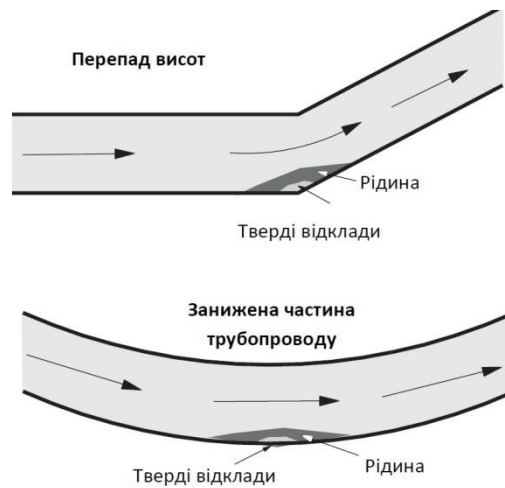


*Рисунок 1.3 – Корозійні пошкодження внутрішньої поверхні газопроводу*

Накопичення рідких скупчень, та, можливо, і твердих відкладів в газопроводах переважно відбувається на ділянках висхідного перепаду висот, або у заглибленнях, як показано на рисунку 1.4.

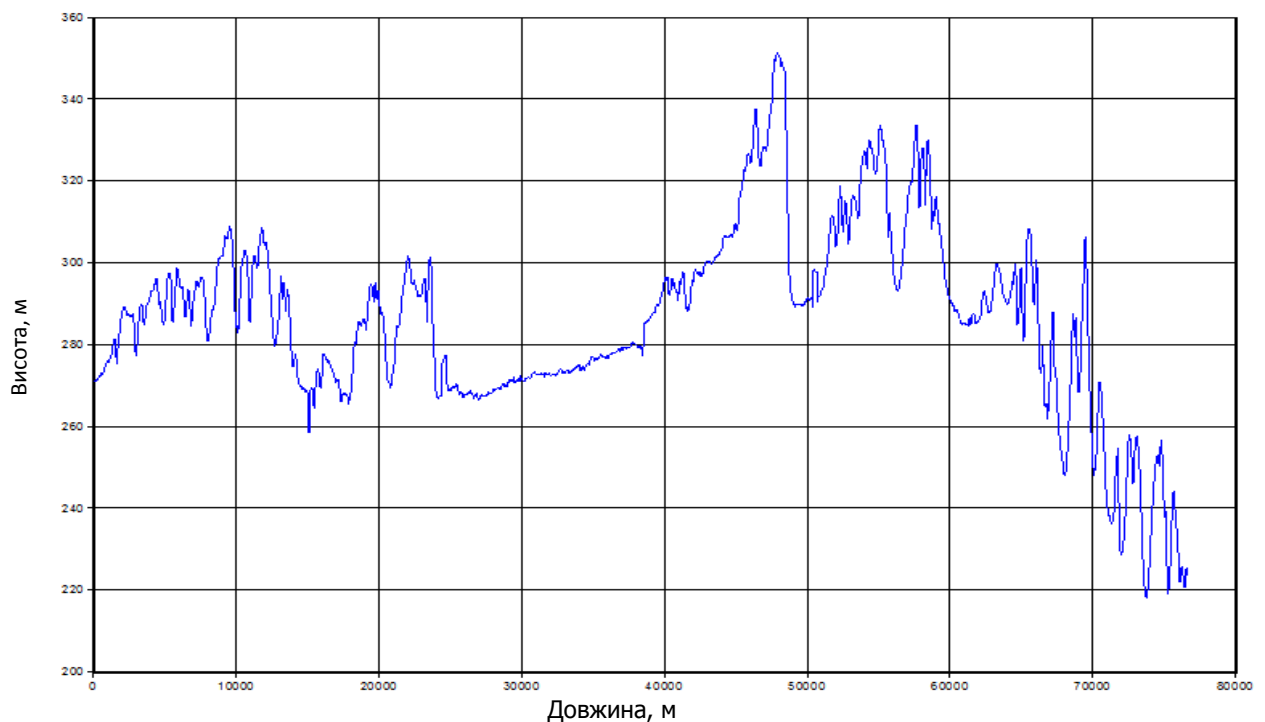
На цих ділянках, газ переміщується поверхнею накопиченої рідини, проте, насправді, потік у рідині, зазвичай, або дуже повільний, або ж застійний. На ділянках з високим рівнем рідини в порожнині газопроводу притік газу настільки низький, що тверді відклади випадають з рідкого потоку в осад на дно трубопроводу.

Для прикладу, розміщення проблемних місць на трасі газопроводу визначається за допомогою профілів трас газопроводів (рис 1.5 та 1.6) на ділянках пониження його кривої.

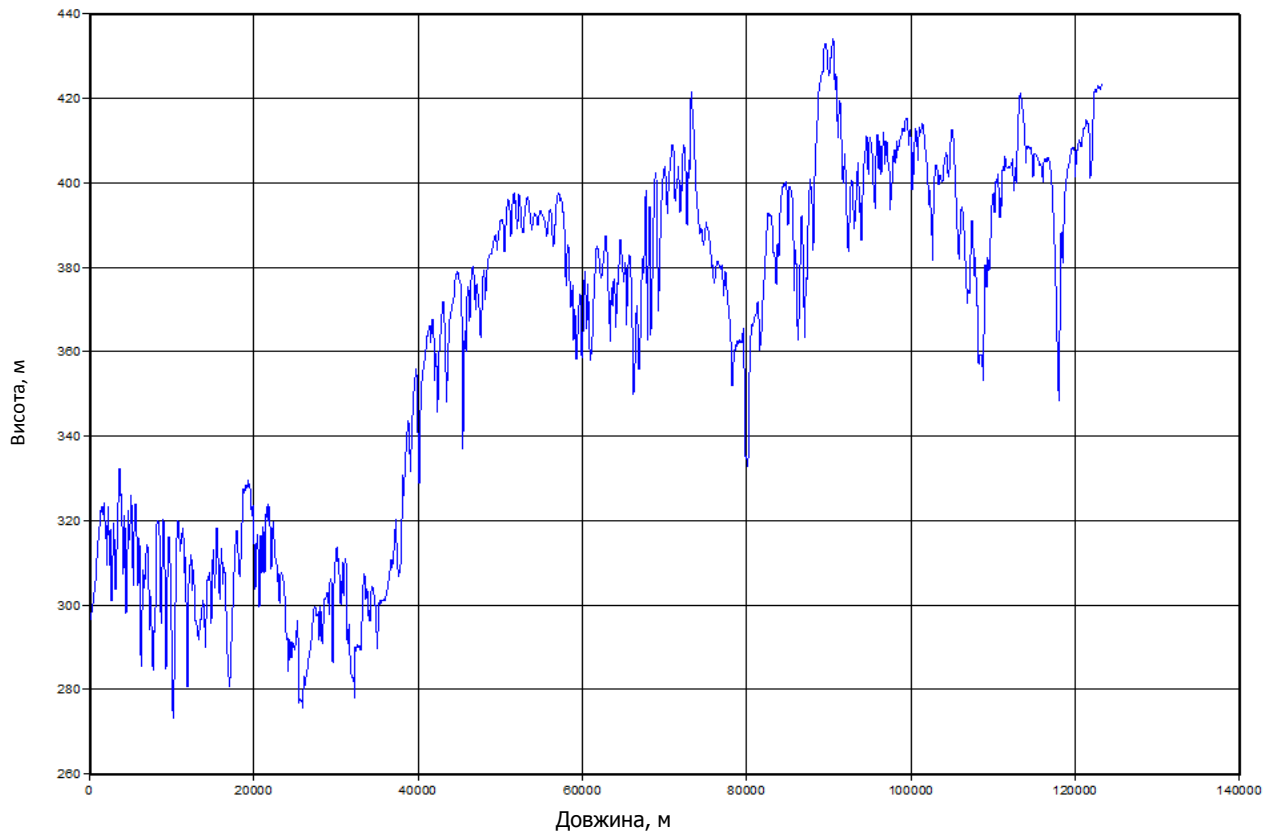


*Рисунок 1.4 – Місця можливого утворення рідинної пробки та твердих відкладів*

Але при цьому здатність конденсату мігрувати в порожнині газопроводу призводить до помилок у визначенні місць розташування рідини, а, відповідно до додаткових матеріальних витрат, зниження продуктивності ГТС в цілому, а також до збільшення ризику її безпечної експлуатації. Дані ускладнення викликані непростим рельєфом прокладки газопроводу, і необхідністю проведення великого обсягу земляних робіт, а до того ж транспортуванням ємностей для збору конденсату.



*Рисунок 1.5 – Профіль траси МГ Комарно – Держкордон Ду 500.*



*Рисунок 1.6 – Профіль траси МГ Торжок – Долина Ду 1400  
(на ділянці траси ДКС Білогір'я – ДКС Козова).*

Значні об'єми рідини накопичуються в порожнині газопроводів під час інтенсивного відбору газу з підземних сховищ газу, через недостатнє очищення та осушування газу на технологічному устаткуванні. Це призводить до утворення рідинних заторів і газоконденсатних пробок та мігрування рідинних скупчень, і як результат, виникнення високого ризику повного припинення газопостачання.

Отже, підсумовуючи наведені вище положення, основними причинами утворення скупчень в магістральних газопроводах є:

- попадання води та інших забруднень при проведенні будівельно-монтажних робіт;
- утворення газових гідратів;
- недостатня підготовка газу на УКПГ та компресорних станціях;
- невиконання робіт з очищення та осушування газу в повному обсязі на підземних сховищах;
- винесення машинного мастила з газомотокомпресорів та

нагнітачів ГПА (згадуваний раніше «ефект десятого підшипника»), регламентні роботи на кранових вузлах на КС та ЛЧ МГ);

- залпові викиди рідини з газових родовищ.

З усіх причин основною є утворення залишкових скупчень після проведення гідровипробувань, балкових та гірських переходів, особливо на ділянках підводних переходів, що характеризуються великою різницею висотних відміток. Досить великою проблемою є резервні нитки підводних переходів.

Природний газ, насичений парами води, при високому тиску і при певній температурі здатний утворювати тверді з'єднання з водою – гідрати.

На сьогоднішній день набули широкого застосування методи вилучення накопиченої рідини шляхом врізання різноманітних засобів відведення рідини. Наявність місць скупчення рідини в порожнині трубопроводу на певній ділянці виявляється за зростанням різниці вхідного та вихідного тисків. Місцезнаходження таких скупчень рідини визначається за допомогою плану прокладання газопроводу на ділянках пониження профілю траси газопроводу. У місцях з найбільшим ризиком скупчення рідини врізається запірна арматура в нижній точці труби газопроводу для її дренажу (рис. 1.7).



*Рисунок 1.7 – Врізка запірної арматури в газопровід для дренажу рідини*

У 80-90-х роках минулого сторіччя багато уваги приділялось дослідженням двофазного потоку, розроблялись моделі руху газу і рідини в трубах, створювалися нові способи визначення кількості рідини в порожнині газопроводу та способи вилучення її з газопроводу шляхом створення імпульсного режиму робочого потоку газу (так званий "метод швидкісного потоку газу"), модернізувалися пристрої для відведення рідини. За кордоном, на цей час, приділялася значна увага очистці внутрішньої порожнини газопроводу методом пропускання очисних та діагностичних пристроїв різних конструкцій та методикам уточнених розрахунків гідравлічного стану газопроводів.

Проте здатність рідини мігрувати порожниною трубопроводу (так звані рухомі «слаги»), не дає можливості точно визначити місце скупчення рідини та її рівень. Враховуючи складність рельєфу прокладання газопроводів, особливо в гірських регіонах, необхідність проведення великого об'єму земляних робіт та транспортування ємностей для збору рідини з газопроводу, такі помилки у визначенні місць знаходження рідини в газопроводі призводять до значних матеріальних затрат, зменшують продуктивність ГТС в цілому, збільшують ризик появи відмов чи аварійних ситуацій. В цьому випадку аварійна ділянка відсікається лінійними кранами, після чого відбувається випуск газу і рідини в атмосферу через продувні свічки чи газове обладнання або в крайньому випадку із розрізанням труби (рис. 1.8). Даний спосіб застосовується як вимушений захід, оскільки призводить до значних втрат газу і завдає шкоди навколишньому середовищу.

Аналіз стану проблеми визначення місць скупчення рідини та її рівня в порожнині газопроводу показав, що на даний час не існує приладів чи систем, які б давали можливість вирішити дану проблему відповідно до встановлених вимог.





*Рисунок 1.8 – Аварійний випуск газу і рідини в атмосферу з порожнини газопроводу у випадку припинення газопостачання з причини утворення великих рідинних скупчень*

## 1.2 Вплив скупчень на безпечність та режими експлуатації магістральних газопроводів

Перерозподіл рідин та інших скупчень ділянками газопроводу внаслідок досягнення величини критичного об'єму забруднень на одній із них або зміни режиму експлуатації магістрального газопроводу призводять до залпових викидів рідини з домішками з порожнини газопроводу до технологічного обладнання установок комплексної підготовки газу, газорозподільних станцій, компресорних станцій і дожимних компресорних станцій тощо, спонукають аварійні відмови обладнання, забруднення навколишнього середовища, припинення подачі газу споживачам.

У процесі тривалої роботи в технологічному обладнанні накопичуються відкладення, які можуть служити причиною засмічень

фільтроелементів, забивання імпульсних і дренажних трубопроводів та скорочення прохідного перетину шлейфів та магістральних газопроводів. Особливо небезпечними є смолоподібні відкладення, що утворюються в результаті змішування механічних домішок із залишками різноманітних масел, які попадають у внутрішню порожнину газопроводів різними шляхами, що описано вище.

Більшість родовищ, що експлуатують на даний час в Україні, є газоконденсатними. Серед них найбільш потужні родовища Шебелинсько-Хрестищенської групи ГПУ «Шебелинкагазвидобування», Юліївське і Степове ГКР ГПУ «Харківгазвидобування», Машівське та Яблунівське ГКР ГПУ «Полтавагазвидобування» тощо. Їх доля в загальному видобутку газу з газоконденсатних родовищ України складає близько 90% [29].

В статичних пластових умовах газ та конденсат знаходяться в однофазовому стані. Але в процесі відбору газу відбувається порушення термодинамічних умов, та важкі фракції вуглеводнів конденсуються. Інтенсивність конденсації тим більша, чим менше температура газоконденсатної суміші. Для ізотермічного процесу зростання тиску на початковому етапі сприяє зростанню конденсації, а потім за умови подальшого підвищення тиску зменшується кількість рідинних фракцій немовби розчинюючи їх у газовому потоці. Це явище набуло назви зворотної чи ретроградної конденсації. Тому під час проведення низькотемпературної сепарації газу шукають межу тиску максимальної конденсації для вилучення якомога більшої кількості конденсату з газового потоку [65, 66].

Конденсат є не менш цінним продуктом ніж газ, адже не містить смолистих речовин і сірчистих з'єднань, а товарні продукти, що отримано з конденсату на газопереробних заводах, як правило, не вимагають додаткової очистки.

Як зазначалося вище, внаслідок того, що повна сепарація газу є складним технологічним процесом, що вимагає великих капіталовкладень, то в трубопровід разом з газом попадає певна кількість конденсату, зваженого у

газовому потоці у вигляді найдрібніших частинок, які за певних термодинамічних умов в газопроводі можуть випадати з газового потоку.

Більш крупні краплі конденсату можуть виноситись в газопровід з сепараційного обладнання механічно, внаслідок або неправильно підібраних умов сепарації, або за умови роботи сепаратора на підвищеній витраті. На кількість винесеної крапельної рідини з сепараторів впливає і експлуатація їх на пониженому тиску, внаслідок чого, конденсат, що залишився в газі і надійшов до газопроводу, поступово осаджується, утворюючи накопичення в понижених місцях траси газопроводу. Крім того, як зазначалося, під час роботи газоконденсатного родовища на виснаження, склад газоконденсатної суміші може змінитися, що тягне за собою зміну встановленої раніше величини тиску максимальної конденсації. В результаті порушуються умови оптимального відбиття конденсату в сепараційному обладнанні [67, 68].

На кількість винесеного конденсату можуть вплинути і атмосферні умови експлуатації сепаратора, наприклад, нагрівання сепаратора сонячним промінням [68].

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

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

Незадовільна робота сепараційного обладнання на УКПГ є головною причиною винесення з газовим потоком крапель рідини до порожнини газопроводу. Винесення крапель конденсату може бути результатом

несправності обладнання; аварійного викиду, внаслідок відмови однієї з систем; роботи сепараційного обладнання на підвищених швидкостях, зумовлених падінням тиску у газозбірній системі або його перевантаженням.

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

Ефективність роботи сепараторів контролюють за двома показниками:

– коефіцієнтом ефективності роботи сепаратора [65]

$$\eta = \frac{G_1 - G_2}{G_1}, \quad (1.1)$$

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

– швидкістю газу в апаратах шляхом порівняння її із допустимою [70].

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

Спосіб визначення кількості дрібнодисперсного конденсату, що виділяється в газопроводі, шляхом аналізу зміни точки роси базується на замірі температур точок роси газу по вуглеводням в початковому і кінцевому пунктах та визначенні розрахункової залежності між значенням температури точки роси та тиску [71].

Питому кількість конденсату, що виділяється на досліджуваній ділянці газопроводу визначають за  $\beta$ -інтенсивністю ізобаричної конденсації

транспортованого газу в початковій точці досліджуваної ділянки газопроводу [72, 73], та точками роси в початковій і досліджуваній точках магістрального газопроводу.

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

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

Недоліком цього способу є великий обсяг досліджень щодо визначення температур точок роси і необхідності розрахунку для кожного газопроводу, що транспортує газ того чи іншого ГКР, величини інтенсивності ізобаричної конденсації за емпіричною формулою згідно із даними з дослідно-експериментальної установки.

Отже, в умовах практичної експлуатації газопроводів, такий метод видається громіздким і не використовується на виробничих об'єктах. Фактично на практиці користуються тими самими методами, що і для визначення вологовмісту природного газу шляхом порівняння отриманих значень точок роси води і точок роси вуглеводнів в кожній точці, в якій проведено вимірювання, з допустимими значеннями згідно з [74, 75, 76], залежно від періоду проведення досліджень.

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

До в'язких накопичень, що утворюються в газопроводі, відносять такі

рідини, як масло, парафін, групу етиленгліколів, різні смоли.

Враховуючи те, що природний газ не містить жодного масла, то причиною появи останнього в газовому потоці є механічне винесення його з пиловловлювачів і циліндричних поршневих агрегатів. Спостереження дослідників свідчать, що реальна кількість винесеного масла з пиловловлювачів перевищує норму його витрати та є нерівномірною в часі [77].

Через низьку густину та високу в'язкість масла розпливаються на поверхні гідрофільних рідин, підвищують їх поверхневий натяг на межі розділу фаз та збільшують поверхневу в'язкість всіх рідинних компонентів, перешкоджаючи винесенню їх газовим потоком. Крім того, масла обволікають частини механічних домішок, гідрофобізують їх поверхню, сприяючи адгезії частинок до стінок труби [67].

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

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

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

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

Як показують дослідження [79] метанол, як інгібітор гідратуутворення, не завжди виноситься з газовим потоком, а накопичується в понижених місцях траси газопроводу, і утворює водно-метанольну підлогу. Її поверхня вкривається шаром газоконденсату і мінерального масла, що відповідно зменшує ефективність метанолу як інгібітора гідратуутворення.

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

Базуючись на дослідженнях, що проведені за останні 50 років [77, 79, 80], можна виділити дві основних причини знаходження твердих утворень в порожнині газопроводу:

- неякісна очистка газопроводу перед його введенням в експлуатацію (бруд, пісок, інші доволі крупні предмети, залишки будівельного шламу, тощо);
- винесення мінеральних утворень зі свердловин (залишки бурового глинистого розчину, шлам перебурих порідколекторів, машинні масла, тощо).

Газопровідний пил складається з дрібних і твердих частинок, що можуть стирати і борознити стінки газопроводів, компресорів, контрольно-вимірювальних приладів і апаратури на газорозподільних станціях і компресорних станціях. Процесу стирання сприятимуть інтенсивна корозія внаслідок наявності агресивних речовин і підвищені швидкості газу. Таким чином третім джерелом наявності твердих частинок в газопроводі буде ерозія стінки трубопроводу – іржа. Це припущення підтверджують дослідження старих газопроводів, в яких окисів заліза практично вдвічі більше ніж в

нових.

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

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

Під час розробки ГКР в порожнині газопроводів системи збору і видобутку газу спостерігають і мінеральні утворення [81].

Так у внутрішній порожнині труб газозбірному колектору Шебелинського ГКР осад мінеральних утворень являє собою кірку товщиною 0,2-4 мм, що значно зменшує переріз труби. Кірка має багатошаровий склад. Поверхня кожного з шарів є звивистою, покритою бурим нальотом з характерним запахом конденсату. Основними компонентами хімічного складу осадів свердловин є  $\text{CaO}$  та  $\text{CO}_2$ . З інших окислів суттєвим є вміст окису заліза (5-8,5 %), невеликий вміст інших окисів ( $\text{Al}_2\text{O}_3 + \text{TiO}_2$ ), що свідчить про переважно карбонатний склад цих осадів. Нерозчинний осад (близько 2 % за об'ємом) є тонкодисперсною речовиною бурого кольору. В основному це глинисті відкладення з невеликою кількістю кварцевих зерен пелітових розмірів, таких самих за розміром грудок гематиту, гідроокисів заліза тощо.

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

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



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

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

### 1.3 Вибір та обґрунтування напрямку подальших досліджень

В умовах експлуатації магістральних трубопроводів визначення рівня рідини в їхніх порожнинах є дуже важливим та актуальним питанням.

Тому, виходячи з вищевикладеного, з метою зниження енергетичних витрат на транспортування газу, виникає необхідність здійснення більш чіткого експлуатаційного контролю та управління режимами транспортування, особливо на тих ділянках трубопроводів, де виникають умови, що сприяють прояву ефектів багатофазності середовища та відповідних експлуатаційних ускладнень.

Найбільш раціональним напрямком у вирішенні завдань надійності та ефективності роботи трубопроводів є використання систем моніторингу стану газу і, в тому числі, визначення наявності та рівня рідини в газопроводі.

З урахуванням умов експлуатації ГТС і вимог правил техніки безпеки, система вимірювання рівня рідини повинна відповідати наступним вимогам:

- забезпечувати можливість вимірювання рівня рідини без втручання в роботу газопроводу і порушення режимів

транспортування ;

- будь-які операції при установці цієї системи, її налаштування і роботи не повинні призводити до порушення цілісності магістрального газопроводу або виникнення будь-яких інших дефектів чи їх концентраторів;
- висока точність вимірювання, мультисезонність системи та її зручна експлуатація;
- помірна вартість монтажу, налагодження та експлуатації.

Аналіз стану проблеми визначення місць скупчень рідини і рівня конденсату в газопроводах показав, що на даний період не існує приладів або систем, які б дозволяли ефективно вирішити дану проблему відповідно до встановлених вимог. Наявність місць скупчення конденсату в порожнині трубопроводу на певній ділянці встановлюється, виходячи зі збільшення різниці вхідного та вихідного тисків.

Саме перераховані чинники і вплинули на вибір та обґрунтування напрямку подальших досліджень.

Результати роботи які отримані у 1-му розділі, можна звести до наступних висновків:

- а) проведено аналіз причин та умов утворення скупчень в порожнинах магістральних газопроводів, а також їх склад та способи усунення;
- б) встановлено, що існуючі методи ідентифікації місць появи скупчень в порожнині трубопроводу не дають змоги вчасно їх виявляти, що підвищує ризики безпечної експлуатації трубопроводу та знижує ефективність функціонування газотранспортної системи в цілому;
- в) виконаний аналіз дозволив сформулювати напрямки наступних досліджень.

## РОЗДІЛ 2

# ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЩОДО ЛОКАЛІЗАЦІЇ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ОБ'ЄМУ РІДИННИХ СКУПЧЕНЬ В ПОРОЖНИНІ ДІЮЧИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Проведений у 1 – му розділі цієї роботи аналіз показав, що на даний час не існує ефективних методів і засобів локалізації скупчень рідини в порожнині діючих газопроводів. Відповідно для вирішення поставлених наукових завдань необхідно почергово розробити методи визначення місць (локалізації) та визначення об'єму скупчень рідини в порожнині газопроводу. Це в подальшому дасть змогу встановити у визначених місцях апаратні засоби для ідентифікації скупчень рідини.

### 2.1 Ідентифікація місць найбільш ймовірної появи скупчень в порожнині діючих газопроводів

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

У більшості випадків вміст рідинної фази у потоці газу є незначним [82], тим не менше він суттєво впливає на гідравлічний опір трубопроводу та його пропускну здатність. Пояснюється це тим, що під час руху двофазного потоку в “профільному” трубопроводі проходить перерозподіл фаз суміші,

що призводить до накопичення рідини у визначених ділянках газопроводів. Рідина, як більш щільна складова суміші, накопичується в ділянках трубопроводу з висхідним рухом потоку і практично відсутня в ділянках з низхідним рухом. Це означає, що густина суміші в висхідних ділянках газопроводу значно більша ніж у низхідних.

Невідповідність густини суміші в низхідних та висхідних ділянках газопроводу і є першопричиною виникнення додаткового гідравлічного опору. Величина цього опору суттєвим чином залежить від профілю трубопроводу та тривалості його експлуатації на некондиційному газі та практично не залежить від кількісного вмісту рідини в потоці газу (конденсаційний фактор). Конденсаційний фактор впливає лише на швидкість зростання гідравлічного опору газопроводу в початковий період його експлуатації до того моменту, коли всі висхідні ділянки трубопроводу не будуть заповнені рідиною. При цьому перепад тиску досягне максимального значення та подальше надходження рідини в газопровід не призведе до зростання гідравлічних втрат [83,84].

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

Аналізуючи способи для визначення кількості забруднень в діючому газопроводі, які вимагають відключення дослідної ділянки газопроводу та стравлювання газу через свічку в атмосферу визначеної його кількості, можливо виділити наступні причини, через які дані способи важко та недоцільно застосувати на діючому газопроводі [85]:

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

- для заміру газу, що стравлюється через свічку з відключеної ділянки необхідно проводити додаткові заміри та досить складні обчислення з отриманням в кінцевому результаті досить наближених даних.

При цьому слід відзначити, що ділянка газопроводу відключається з двох боків, після чого газ стравлюється через свічку, але попередньо визначається тиск, температура та властивості газу, час початку і кінця стравлювання [86].

В науковій літературі є інформація про способи визначення об'єму відкладень в діючих газопроводах без відключення ділянок. Так, для визначення об'єму забруднень, пропонується на початку дослідної ділянки запускати трасуючу речовину (наприклад, аміак або який-небудь радіаційний ізотоп), яка у процесі проходження по газопроводу повинна фіксуватися спеціальними приладами на проміжних контрольних пунктах. Попередньо необхідно створити в газопроводі стаціонарний режим течії газу. При проходженні трасуючої речовини по продуктивності, тиску, температурі, геометричних розмірах трубопроводу, визначають кількість забруднень [86].

Недоліками цього способу є:

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

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

- наявність в газопроводі великої кількості рідини та рідинних

забруднень утворює двофазні газорідинні суміші, гідравліка яких покладена у основу визначення їх об'ємів;

- в рельєфному газопроводі при невеликих числах Фруда для протікання газорідинного потоку характерна циклічна зміна структур: на висхідних ділянках - пробкова структура, на низхідних – розділена, що власне і представляє ускладнення для визначення теоретичних залежностей, які описують подібну течію, внаслідок того, що рух на низхідних та висхідних ділянках описується різними рівняннями;
- в результаті лабораторних та натурних досліджень встановлено, що рідина та рідкі забруднення в процесі експлуатації накопичуються на висхідних ділянках газопроводу, а для низхідних ділянок площа перетину труби, що зайнята рідинними забрудненнями, досить мала;
- на висхідних ділянках траси потенціальна енергія (втрати напору) розподіляється на подолання сил тертя газорідинної суміші та гравітаційних сил. Енергія, що потрібна на компенсацію гравітаційних сил (втрати напору), значно більше енергії, що необхідна на подолання сил тертя до внутрішньої поверхні труби [87].

Попередній метод дає змогу створити методику визначення кількості рідини у конкретному газопроводі, що має більшу точність та базується на різниці об'єму рідини до і після проведення операції по очистці [88]

В літературі практично немає даних щодо результатів розрахунку об'єму відкладів, окрім [35, 86], де спроба порівняння ефективності методів базується на подібності отриманих результатів між собою, але не з реальними даними об'єму вилучення забруднень з порожнини магістрального газопроводу.

Спроба дослідників порівняти дані розрахунку за наведеними вище способами [89] показує, що значення між ними можуть різнитися в 1,5-3

рази, а через відсутність досконалих даних про фактичний об'єм зібраних забруднень під час очистки ділянки газопроводу визначити найбільш точну формулу неможливо.

Аналіз науково-технічної та патентної інформації показав, що проблемі контролю гідратоутворення в газопроводах також приділено достатньо уваги [31, 33, 90, 91]. За своїм принципом всі запатентовані способи контролю утворення гідратів базуються на вимірюванні витрати, тиску і температури, визначенні густини газу та обранні на їх основі рівноважної кривої утворення гідратів. Отримані значення тиску і температури газу в кожній із розрахункових точок газопроводу запам'ятовують і, порівнюючи тиск у кожній розрахунковій точці з величиною граничного тиску, визначеного за обраною рівноважною кривою утворення гідратів для кожної розрахункової точки при температурі, яка дорівнює температурі в ній, визначають момент початку утворення гідратів.

Інші дослідники [32, 92], аналізуючи режими роботи газопроводів, отримують значення коефіцієнта гідравлічної ефективності, порівнянням якого з допустимим, судять про забруднення газопроводу

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

Знати місця можливого гідратоутворення дуже важливо для своєчасного їх попередження.

Для правильного визначення місця утворення гідратів необхідно знати склад, щільність, зміни тиску і температури та вологість газу. Знаючи вологість і склад газу, що подається в газопроводи, а також залежність цих параметрів від тиску і температури, можна визначити час початку утворення гідратів, місце і швидкість накопичення їх в газопроводі. Якщо точка роси

лежить вище рівноважної кривої гідратоутворення, гідрати утворюються в точці перетину лінії зміни температури в газопроводі з кривою рівноважної температури гідратоутворення. Якщо точка роси лежить нижче рівноважної кривої, але вище мінімуму температурної кривої в газопроводі, гідрати утворюються в точці роси.

В умовах, коли точка роси лежить нижче рівноважної кривої гідратоутворення і нижче кривої зміни температури в газопроводі, гідратоутворення неможливо. При створенні умов гідратоутворення на ділянці газопроводу гідратна пробка швидко наростає в міру надходження води і гідратоутворювача. При цьому пари води виділяються з газу, що знижує їх пружність на певну величину і прискорює процес утворення локальної гідратної пробки.

У газопроводі можуть утворюватися одна або кілька гідратних пробок. У результаті утворення гідратів у газопроводі вологовміст газового потоку над гідратами знижується відповідно до зниження пружності парів води, що знаходяться в рівновазі з рідкою фазою і твердим гідратом. Якщо в результаті утворення першої гідратної пробки точка роси парів води знижується нижче мінімуму кривої зміни температури газу в газопроводі, то наступна гідратна пробка може і не утворитися.

Якщо в результаті утворення гідратної пробки за рахунок різниці пружності пари води над рідкою водою і над гідратами точка роси не знижується нижче мінімальної температури в газопроводі, то утворюється наступна гідратна пробка – в точці перетину лінії вологовмісту з кривою зміни температури в газопроводі.

Гідрати утворюються в наступних місцях:

1. На штуцерах безпосередньо після редукування газу при тиску приблизно 6,5 МПа і температурі нижче 17 °С.
2. У обв'язці до сепараторів (при інтенсивній теплопередачі від газового потоку до ґрунту).
3. У сепараторах (швидкість потоку на вхідних патрубках



циклонних сепараторів досягає 120 м/с; тиск у сепараторах значно перевищує рівноважний тиск гідратуутворення). Частина гідратів потоком спрямовується в відстійну ємність. Тут вони ущільнюються і частково або повністю закупорюють ємність, що призводить до різкого зниження ефективності роботи сепараторів.

4. На діафрагмі замірної ділянки. У застійних зонах до і після діафрагми скупчуються раніше утворені і перенесені потоком газу гідрати. Гідратне кільце рівномірної товщини з незначними кутами скосів виявляли при розкритті камер замірної ділянки.
5. У шлейфах-газопроводах, що підключають свердловини до промислового газозбірною колектору. Скупчення гідратів спостерігається в безпосередній близькості від діафрагми замірної ділянки – у місцях відгалужень (врізані свічки, шлейфи). Гідрати в шлейфах утворюються також на зворотних клапанах, в місцях встановлення засувок, кранів і кишень для вимірювання температури.
6. У промисловому газозбірному колекторі в місцях різкої зміни швидкості газового потоку. Скупчення їх спостерігається в місцях врізань шлейфів свердловин в газозбірний колектор, на запірній арматурі, на дріпах і т. д. Гідрати можуть також накопичуватися і на прямолінійних ділянках газопроводів. Залежно від швидкості потоку гідрати відкладаються в газопроводі у вигляді спірального кільця або у вигляді сегмента. Гідрати нагромаджуються також і в об'ємних сепараторах.
7. На кінцевих лінійних кранах. З одного боку на них діє робочий тиск газозбірної мережі, з іншого – атмосферний. Під таким тиском ущільнювальна змазка на пробках кранів і байпасів видавлюється, утворюються пропуски газу з різким пониженням температури останнього. Корпус крана чи байпас різко

охолоджується і утворюється застійна зона зниженої температури. Пари води, що насичують газ, конденсуються, і починається процес кристалізації гідратів. Поступове накопичення їх призводить до повної закупорки перерізу крана чи обвідного байпасу.

Для правильного визначення місця утворення гідратів і швидкості їх накопичення в газопроводі необхідно знати склад, температуру, тиск і вологість газу, а також зміни їх значень по трасі. Це дозволяє своєчасно вжити належних заходів.

## 2.2 Розроблення методу ідентифікації місць скупчень рідин в порожнині газопроводу

Для ефективного управління ризиками скупчень рідини в порожнині діючого газопроводу необхідно ідентифікувати найбільш ймовірні місця виникнення даних скупчень для встановлення відповідних апаратних засобів контролю. Ідентифікацію таких потенційно небезпечних місць по трасі газопроводу пропонується проводити згідно розробленого методу.

Виходячи із проведеного у 1-му розділі роботи аналізу основних чинників, що визначають ризик утворення скупчень в порожнині діючого газопроводу, є зміна профілю траси магістрального газопроводу і експлуатаційні параметри транспортування газу. Тому, вихідними даними до розрахунку з метою ідентифікації найбільш ймовірних місць виникнення скупчень рідини є профіль траси газопроводу із значеннями висот геодезичних позначок і результати внутрішньотрубної діагностики (просторові координати трубопроводу), термобаричні параметри на початку та в кінці досліджуваної ділянки магістрального газопроводу (абсолютний тиск та температура), середня температура ґрунту та фізичний склад газу.

Як відомо, винос рідини із занижених ділянок газопроводу буде відбуватись тоді, коли дійсна швидкість руху газу в газопроводі буде вищою

за критичну швидкість, яка для магістральних газопроводів може бути визначена за емпіричною формулою [93]

$$v_{кр} = 0,184 \left( \frac{\rho_{pid}}{\rho_2} \right)^{0,697} \cdot \alpha^{0,181} \left( \frac{v_{pid}}{\sqrt{g \cdot d^3}} \right)^{-0,012} \cdot \sqrt{g \cdot d}, \quad (2.1)$$

де  $\rho_{pid}$  – густина рідинних скупчень на занижених ділянках газопроводу, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_2$  – густина природного газу в досліджуваній точці траси газопроводу, кг/м<sup>3</sup>;

$\alpha$  – кут підйому газопроводу після заниженої ділянки;

$v_{pid}$  – кінематична в'язкість рідинних скупчень, сСт;

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

$d$  – внутрішній діаметр досліджуваної ділянки газопроводу, м.

Очевидно, що контрольно-вимірювальні пункти необхідно встановлювати на тих ділянках газопроводу, де значення швидкості руху газу менше від значення критичної швидкості, при якій відбувається винос рідини із заниженої ділянки.

Спочатку проводиться визначення кутів нахилу газопроводу до горизонту в кожній геодезично позначеній точці газопроводу за формулою

$$\alpha_i = \arctg \left( \frac{h_{i+1} - h_i}{x_{i+1} - x_i} \right), \quad (2.2)$$

де  $\alpha_i$  – кут підйому газопроводу в  $i$ -й точці профілю траси;

$h_{i+1}$ ,  $h_i$  – значення висоти геодезичних позначок у відповідних точках профілю траси, м;

$x_{i+1}$ ,  $x_i$  – координати відповідних точок траси, відраховані від початку ділянки газопроводу, м.

Точки траси газопроводу із значеннями кутів підйому газопроводу  $\alpha_i < 0$  відповідають підвищеним ділянкам і з розрахунку вилучаються.

Визначається абсолютний тиск природного газу в кожній точці профілю траси газопроводу за формулою [94]

$$P_i = \sqrt{P_n^2 - (P_n^2 - P_k^2) \cdot \frac{x_i}{L}}, \quad (2.3)$$

де  $P_n, P_k$  – відповідно початковий та кінцевий тиски газу в газопроводі,

МПа;

$L$  – довжина газопроводу, м;

$x_i$  – координата точки траси від початку ділянки газопроводу, м.

Розраховується температура газу в кожній точці профілю траси газопроводу [94]

$$T_i = T_{zp} + (T_n - T_{zp}) \cdot e^{-a \cdot x_i}, \quad (2.4)$$

де  $T_{zp}$  – середня температура ґрунту на ділянці газопроводу;

$T_n$  – температура газу на початку ділянки газопроводу;

$x_i$  – координата точки траси від початку ділянки газопроводу, м;

$a$  – параметр Шухова, який, при відомих значеннях температур на початку та в кінці ділянки, можна визначити за формулою [95]:

$$a = \frac{1}{L} \ln \left( \frac{T_n - T_{zp}}{T_k - T_{zp}} \right), \quad (2.5)$$

де  $T_k$  – температура ґрунту в кінці ділянки газопроводу.

Далі визначається густина газу в кожній точці профілю траси газопроводу із рівняння Менделєєва – Клапейрона

$$\rho_i = \frac{P_i}{z_i RT_i}, \quad (2.6)$$

де  $R$  – газова стала природного газу відповідно до фізичного складу, Дж/(кгК) [96];  
 $z_i$  – коефіцієнт стисливості природного газу в  $i$ -й точці траси, визначається відповідно до методики, викладеної в ОНТП 51-1-85 за відомими значеннями тиску, температури та фізичним складом газу [97].

Після цього визначається значення критичної швидкості виносу рідини для кожної заниженої ділянки газопроводу за формулою (2.1).

Далі проводиться розрахунок розподілу швидкості по довжині ділянки магістрального газопроводу методом послідовних наближень за наступним алгоритмом.

Визначається значення пропускної здатності магістрального газопроводу при відомих значеннях абсолютних тисків на початку та в кінці ділянки газопроводу [95]

$$Q=105,087 \cdot E \cdot d^{2,5} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\Delta \cdot \lambda \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}}, \quad (2.7)$$

де  $P_n, P_k$  – відповідно абсолютний тиск газу на початку та в кінці ділянки, МПа;

$L$  – довжина ділянки газопроводу, км;

$E$  – гідравлічна ефективність газопроводу, приймаємо  $E = 1$ ;

$\Delta$  – відносна густина газу за повітрям;

$\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору, що в першому наближенні приймається 0,009;

$z_{cp}$  – середній коефіцієнт стисливості газу на ділянці газопроводу, визначається за методикою ОНТП 51-1-85 [96];

$T_{cp}$  – середня температура газу на ділянці, що визначається за формулою [95]

$$T_{cp} = T_{ep} + \frac{T_n - T_k}{a \cdot L} \cdot (1 - e^{-\alpha \cdot L}) \quad (2.8)$$

Для розрахунку середнього коефіцієнта стисливості необхідно мати значення середнього тиску газу на ділянці газопроводу, яке може бути визначене за формулою [94]

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left( P_n + \frac{P_k^2}{P_n + P_k} \right) \quad (2.9)$$

Далі визначається число Рейнольдса [95]

$$Re = 17,75 \frac{Q \cdot \Delta}{\eta \cdot d}, \quad (2.10)$$

де  $\eta$  – динамічна в'язкість газу, визначається відповідно до фізичного складу газу [96].

Обчислюється значення коефіцієнта гідравлічного опору за формулою [95]

$$\lambda = 0,067 \left( \frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot k_e}{d} \right)^{0,2}, \quad (2.11)$$

де  $k_e$  – внутрішня шорсткість труби, для магістральних газопроводів приймається  $k_e = 0,03$  мм.

Після цього уточнюється значення пропускної здатності за формулою (2.7).

За отриманим значенням пропускної здатності газопроводу визначається масова витрата газу в газопроводі за формулою [95]

$$M = 1,206 \cdot Q \cdot \Delta. \quad (2.12)$$

Відповідно до значення масової витрати та масиву густин газу, отриманих за формулою (2.6), із рівняння нерозривності потоку розраховується критична швидкість газу в кожній заниженій точці

газопроводу

$$v_i = \frac{M}{\rho_i \cdot S}, \quad (2.13)$$

де  $S$  – площа внутрішнього перерізу ділянки газопроводу в  $i$ -й точці.

Отримані значення дійсних швидкостей газу  $v_i$  порівнюються із значеннями критичних швидкостей  $v_{кри}$ . У випадку, коли  $v_{кри} > v_i$ , в даній заниженій точці профілю траси газопроводу винос рідини потоком газу відбуватись не буде, отже, існує необхідність встановлення контрольно-вимірювальних пунктів для визначення наявності рідинних скупчень в порожнині трубопроводу.

### 2.3 Апробація розробленого методу ідентифікації місць скупчень рідин в порожнині газопроводу

В якості апробації запропонованого методу ідентифікації місць скупчень рідин в порожнині газопроводу проведено розрахунки для ділянки магістрального газопроводу Уренгой – Помари – Ужгород (УПУ), експлуатаційні характеристики якої наведені в таблиці 2.1.

Для визначення потенційно-небезпечних місць скупчення рідини на ділянках газопроводу УПУ та Прогрес у зв'язку з великим об'ємом оброблюваної інформації було складено програму в програмному продукті Microsoft Excel з використанням мови програмування VisualBasic [98].

Таблиця 2.1 – Характеристики ділянки магістрального газопроводу  
Уренгой – Помари – Ужгород

Параметр	Величина
Довжина ділянки L, км	20
Умовний діаметр газопроводу, d	DN 1400
Початковий тиск на ділянці P <sub>1</sub> , МПа	7,40
Кінцевий тиск на ділянці P <sub>2</sub> , МПа	6,65
Продуктивність газопроводу Q, млн. м <sup>3</sup> /добу	75
Температура газу на початку ділянки газопроводу T <sub>1</sub> , °С	40
Температура газу в кінці ділянки газопроводу T <sub>2</sub> , °С	37
Середня температура ґрунту на ділянці, °С	9
Відносна густина транспортованого природного газу Δ	0,575
Газова стала природного газу R, Дж/(кгК)	499,3

В якості вихідних даних були взяті параметри, отримані в результаті пропуску на ділянках діагностичних поршнів, а саме: відстань перерізу трубопроводу від початку, висота, на якій знаходиться даний переріз, та товщина стінки трубопроводу в даному перерізі і зовнішній діаметр трубопроводу. Також для проведення розрахунків були прийняті: початковий та кінцевий тиск досліджуваної ділянки магістрального газопроводу, температура газу на початку ділянки, температура ґрунту на глибині укладання газопроводу, продуктивність газопроводу та фізичні властивості транспортованого газу.

Для кожного перерізу згідно нормативних формул були визначені внутрішній діаметр газопроводу, тиск та температура газу, коефіцієнт стисливості газу та його густина. На основі отриманих даних в результаті розрахунків була розрахована швидкість газу в кожному перерізі. Також був



розрахований кут нахилу ділянки. Відповідно до [93] було розраховано критичну швидкість виносу рідини в кожному перерізі магістрального газопроводу.

Далі знаходимо висхідні ділянки газопроводу, в яких швидкість руху газу менша за критичну швидкість виносу рідини. Результати наведені в колонці «Умова», де значення «0» відповідає перерізам газопроводу низхідних ділянок, значення «-1» – перерізам висхідних ділянок, в яких швидкість газу вища за критичну, а значення «1» – перерізам висхідних ділянок, в яких швидкість газу нижча за критичну.

Далі вводимо умову, яка об'єднує всі висхідні ділянки, які йдуть одна за одною і в яких є перерізи, де швидкість газу недостатня для виносу рідини, у одну «велику» висхідну ділянку, перерізи якої позначаються значенням «1» у колонці «Умова 2». Починається така ділянка з перерізу, в якому швидкість газу менша за критичну. Шукані потенційно-небезпечні перерізи є першими перерізами визначених «великих» висхідних ділянок. Вони виводяться в окрему таблицю. Лістинг програми на мові програмування VisualBasic наведено в Додатку А.

Контрольний приклад розрахунку проведений для точки траси трубопроводу із координатами  $x_i = 32$  м,  $x_{i+1} = 36,5$  м,  $h_i = 496,8$  м,  $h_{i+1} = 497,4$  м та внутрішнім діаметром  $d = 1,376$  м.

За формулою (2.2) визначається кут нахилу висхідної ділянки до горизонту

$$\alpha = \arctg\left(\frac{497,4 - 496,8}{36,5 - 32}\right) = 7,59^\circ$$

Далі за формулами (2.4) – (2.6) визначаються абсолютний тиск та температура в розрахунковій точці

$$P = \sqrt{7,4^2 - (7,4^2 - 6,65^2) \cdot \frac{32}{20000}} = 7,399 \text{ МПа},$$

$$a = \frac{1}{20000} \ln \left( \frac{313,15 - 282,15}{310,15 - 282,15} \right) = 4,82 \cdot 10^{-6} \text{ м}^{-1},$$

$$T = 282,15 + (313,15 - 282,15) \cdot e^{-0,0000048232} = 313,15 \text{ К}.$$

За методикою [97] коефіцієнт стисливості за даного тиску та температури становить  $z = 0,8849$ . Густина природного газу за робочих умов в розрахунковій точці дорівнює

$$\rho_z = \frac{7,399 \cdot 10^6}{0,8849 \cdot 499,3 \cdot 313,15} = 53,48 \text{ кг/м}^3.$$

Прийнявши, що в порожнині трубопроводу накопичується прісна вода, визначається критична швидкість виносу за формулою (2.1)

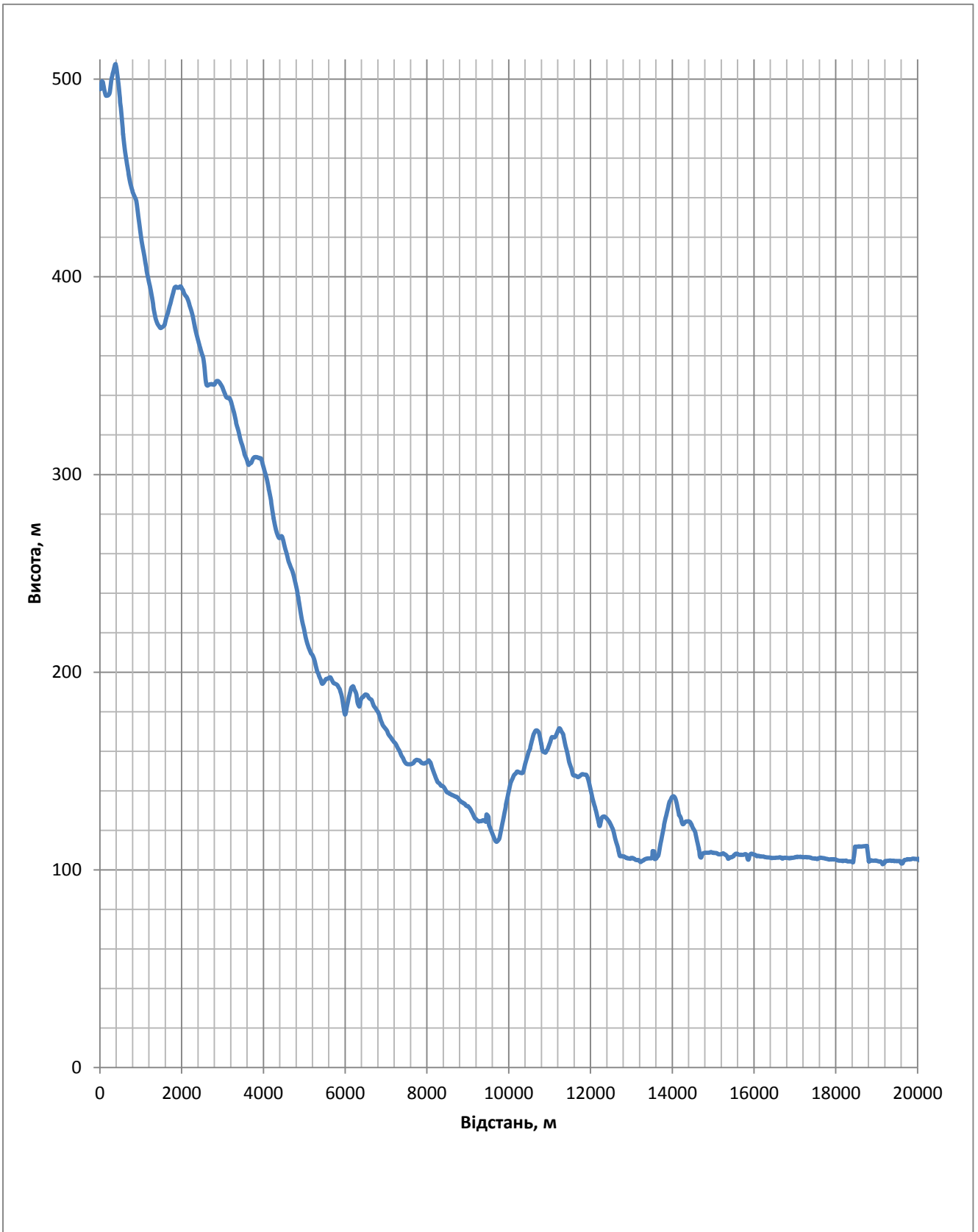
$$v_{кр} = 0,184 \left( \frac{1000}{53,48} \right)^{0,697} \cdot 7,59^{0,181} \left( \frac{1}{\sqrt{9,81 \cdot 1,376^3}} \right)^{-0,012} \cdot \sqrt{9,81 \cdot 1,376} = 7,66 \text{ м/с}.$$

За формулами (2.12) – (2.13) визначається дійсна швидкість природного газу в розрахунковій точці

$$M = 13,76 \cdot 75 \cdot 0,575 = 593,4 \text{ кг/с},$$

$$v = \frac{4 \cdot 593,4}{3,14 \cdot 53,48 \cdot 1,376^2} = 7,44 \text{ м/с}.$$

Як видно із розрахунку, швидкість руху газу в даній точці газопроводу менша від критичної, а отже існує можливість утворення рідинних скупчень. Аналогічно проведено розрахунки для інших точок профілю траси, наведеного на рис.2.1, розрахунок проведений на основі даних внутрішньотрубної діагностики (Додаток Б). Результати розрахунку наведено в таблиці 2.2. Визначені потенційно-небезпечні точки утворення скупчень рідини по трасі газопроводу наведено на рис. 2.2. В даних точках можна розміщувати апаратні засоби – контрольно-вимірювальні пости для ідентифікації наявності рідини.



*Рисунок 2.1 – Профіль траси магістрального газопроводу Уренгой – Помари – Ужгород для обраної ділянки, щодо визначення потенційно-небезпечних місць скупчення рідини в порожнині газопроводу.*

Таблиця 2.2 – Результати визначення точок розміщення контрольованих пунктів за наведеною методикою для магістрального газопроводу Уренгой – Помари – Ужгород

Відстань від початку, м	Висота, м	Внутрішній діаметр, м	Тиск, МПа	Температура, К	Густина, кг/м <sup>3</sup>	Кут нахилу до горизонту	Критична швидкість, м/с	Швидкість руху газу, м/с
32	496.8	1.3760	7.399	313.15	53.48	7.59	7.66	7.57
252	495.1	1.3886	7.391	313.11	53.42	8.67	7.89	7.44
6030	180.9	1.3886	7.183	312.26	51.93	6.99	7.74	7.65
6377	185.5	1.3886	7.170	312.21	51.84	6.80	7.71	7.67
9444	124.4	1.3840	7.057	311.77	51.02	7.69	7.96	7.84
13510	106.0	1.3760	6.904	311.20	49.91	8.46	8.20	8.11
13703	112.1	1.3840	6.897	311.17	49.86	7.45	8.04	8.02
18428	104.2	1.3760	6.715	310.52	48.52	8.40	8.35	8.34

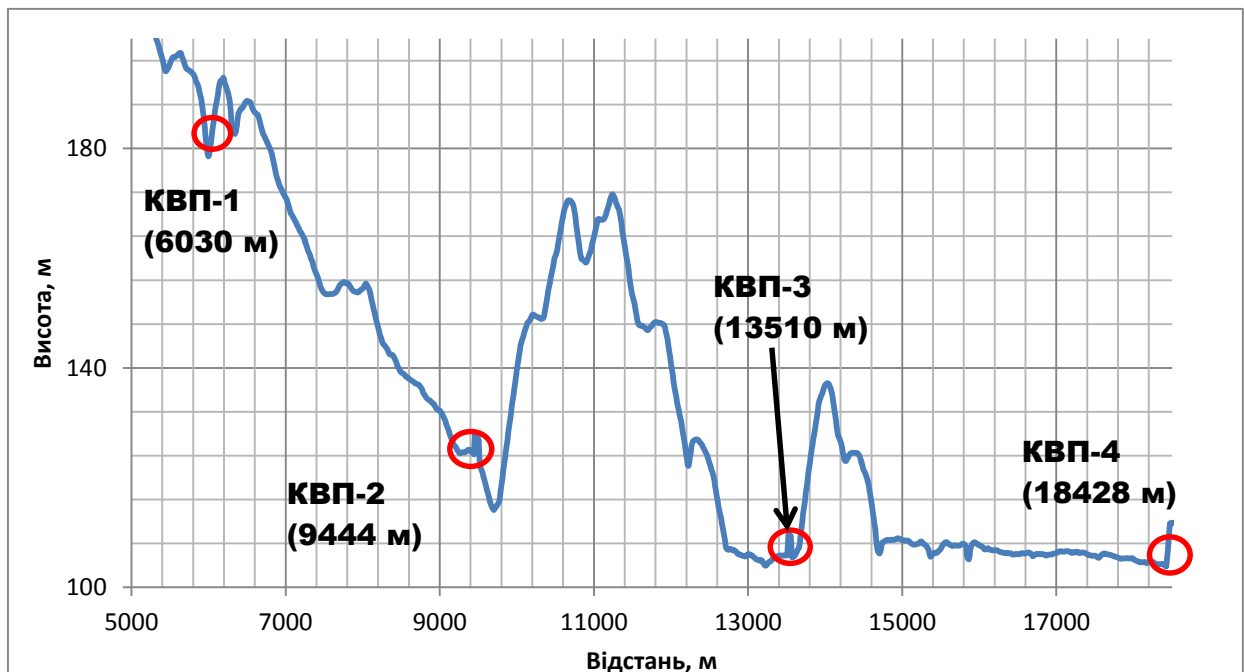


Рисунок 2.2 – Визначені точки розміщення контрольованих пунктів для ідентифікації рідини по трасі магістрального газопроводу Уренгой – Помари – Ужгород для обраної ділянки

Вибір кількості і місця розташування апаратних КВП по трасі газопроводу повинен проводитись із урахуванням особливостей проходження траси газопроводу, техніко-економічного розрахунку, можливості монтажу технічних засобів для відбору рідини з порожнини газопроводу та досвіду експлуатації лінійної ділянки. Порівняння даних розрахунку, щодо визначення потенційно-небезпечних місць скупчення рідини в порожнині газопроводу підтверджуються даними спостережень лінійно-експлуатаційної служби ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» (Додаток Д).

#### 2.4 Визначення об'єму скупчень рідини в порожнині діючого магістрального газопроводу

На основі попередніх досліджень було створено передумови для розрахунку орієнтовного обсягу скупчень в порожнині газопроводу і побудови стаціонарних систем моніторингу на базі контрольних-вимірювальних постів, що забезпечують такі вимірювання у відповідних точках по трасі газопроводу.

Як було зазначено вище, найбільш потенційну небезпеку, щодо накопичення рідини в порожнині діючого газопроводу, несуть висхідні ділянки по трасі газопроводу. Відповідно до цього проводиться отримання залежностей визначення об'єму накопиченої рідини для висхідних ділянок.

Нехай маємо висхідну ділянку трубопроводу із внутрішнім діаметром  $d$ , який робить різкий поворот у вертикальному напрямку, утворюючи коліно трубопроводу з кутами нахилу до горизонту  $\alpha$  та  $\beta$ . За результатами вимірювання визначено висоту стовпів рідин в порожнині трубопроводу  $h_1$  та  $h_2$  (розглядаємо задачу для двофазного рідинного скупчення). Необхідно визначити об'єми рідин  $V_{h_1}$  та  $V_{h_2}$ , обмежені внутрішньою поверхнею трубопроводу та рівнями рідини  $h_1$  та  $h_2$ . Розрахункова схема для розробки методики визначення об'єму рідини в порожнині трубопроводу наведена на рисунку 2.3.

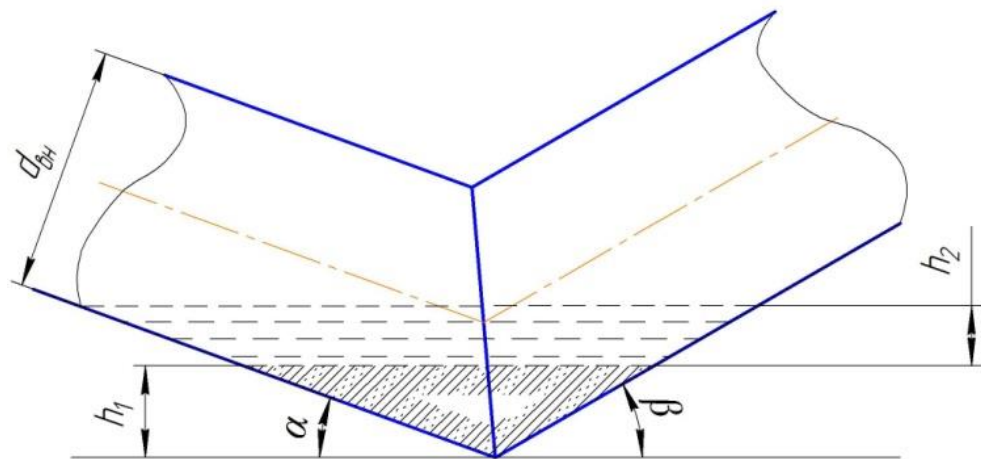


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема висхідної ділянки трубопроводу для визначення об'єму рідини в його порожнині

Вводимо обмеження по значенню допустимих кутів нахилу осі трубопроводу до горизонту та максимального рівня рідини

$$0 < \alpha < 90^\circ, 0 < \beta < 90^\circ, \quad (2.14)$$

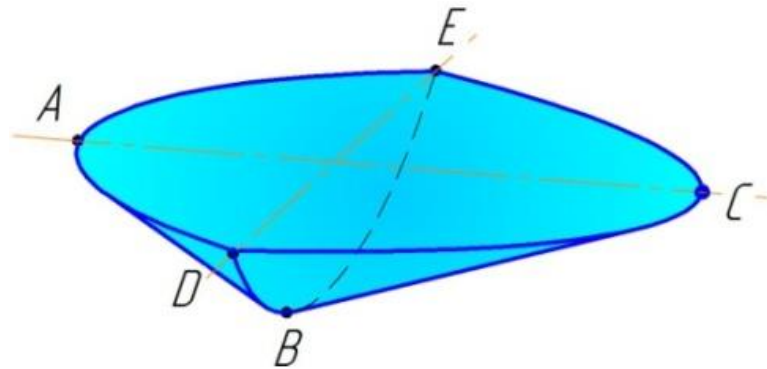
$$h_{\max} = h_1 + h_2 \leq d \cdot \frac{\cos\left(\frac{\alpha - \beta}{2}\right)}{\cos\left(\frac{\alpha + \beta}{2}\right)}. \quad (2.15)$$

Як показує багаторічний досвід експлуатації магістральних газопроводів, в процесі накопичення в порожнинах газопроводів Ду 500 і більших діаметрів відбувається поступово на протязі досить тривалого часу і ніколи справа не доходить до перекриття повного сичення труби навіть при залпових вкидуваннях рідини із газових родовищ. Подібні випадки були зафіксовані лише на газопроводах відгалуженнях Ду 200 і менше, що завжди сприймалося як аварійна ситуація і негайно впроваджувалися необхідні заходи (продувки газопроводів – відгалужень через свічі на лінійній частині, дріпах, обладнанні газорозподільних станцій, дренажних лініях і т.п.).

У випадках накопичення рідини в порожнині газопроводу, внаслідок відомих процесів і за певної температури транспортованого газу, навколишнього середовища, точки роси газу і т.д. починається утворення

гідратних корків, ріст яких супроводжується ростом перепаду тиску газу на ділянці, де утворюється гідратна пробка. Оскільки тиск газу в трубі є найголовнішим параметром роботи газопроводу, то він цілодобово відстежується лінійною та диспетчерською службами виробничих управлінь і невідкладно приймаються заходи по в'ясненню причин утворення перепаду тиску та проводяться заходи по його ліквідації (залиття метанолу в газопровід, пониження прохідного тиску і т.п.).

Простір, обмежений внутрішньою поверхнею трубопроводу та поверхнею рідини, має вигляд тіла, наведеного на рисунку 2.4.



*Рисунок 2.4 – Геометрична форма об'єму накопченої рідини в порожнині трубопроводу*

Об'єм даного тіла можна знайти як суму об'ємів тіл ADBE та CDEB

$$V_h = V_{ADBE} + V_{CDEB}. \quad (2.16)$$

Кожне з цих тіл є частиною об'єму трубопроводу (циліндра), який відсікається двома площинами, що перетинаються по грані DE. Площина ADE відповідає вільній поверхні рідини, а площина DBE проходить через грань коліна трубопроводу. Оскільки фігура ADBE симетрична відносно поздовжньої осі, то її об'єм дорівнює

$$V_{ADBE} = 2V_{ADBO}, \quad (2.17)$$

де  $V_{ADBO}$  – тіло, зображене на рисунку 2.5.

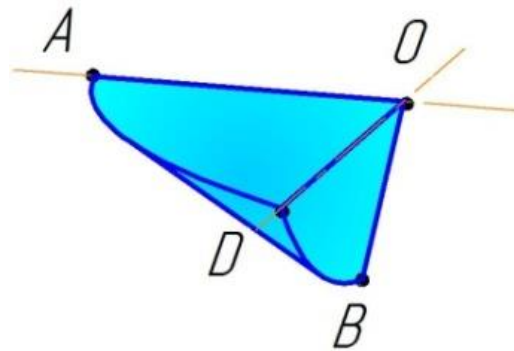


Рисунок 2.5 – Розрахунковий об'єм тіла, для якого проводиться побудова математичної моделі

Тіло ADBO (рис. 2.5) є частиною об'єму рідини у внутрішній порожнині трубопроводу, при чому твірна тіла AB паралельна осі трубопроводу. Зобразимо трубопровід і тіло ADBO в просторовій декартовій системі координат таким чином:

- вісь трубопроводу співпадає із віссю Oz;
- тіло ADBO знаходиться в першому октанті;
- твірна AB тіла ADBO паралельна осі Oz;
- грань AOB співпадає із площиною Oxz,
- точка B лежить в площині Oxy і належить тілу трубопроводу.

Для побудови математичної моделі необхідно описати трубопровід і тіло ADBO (рис. 2.3) аналітичними залежностями в просторовій декартовій системі координат.

Трубопровід можна описати рівнянням циліндра, вісь якого співпадає з віссю Oz [99]

$$x^2 + y^2 = r^2, \quad (2.18)$$

де  $r$  – радіус трубопроводу.

Площина стику трубопроводів та поверхня рідини відповідно описується рівняннями площин, перпендикулярних до площини Oxz [99]



$$z = k_1x + b_1, \quad (2.19)$$

$$z = k_2x + b_2, \quad (2.20)$$

Графічне представлення трубопроводу і тіла ADBO (рис. 2.4) представлено на рисунку 2.6.

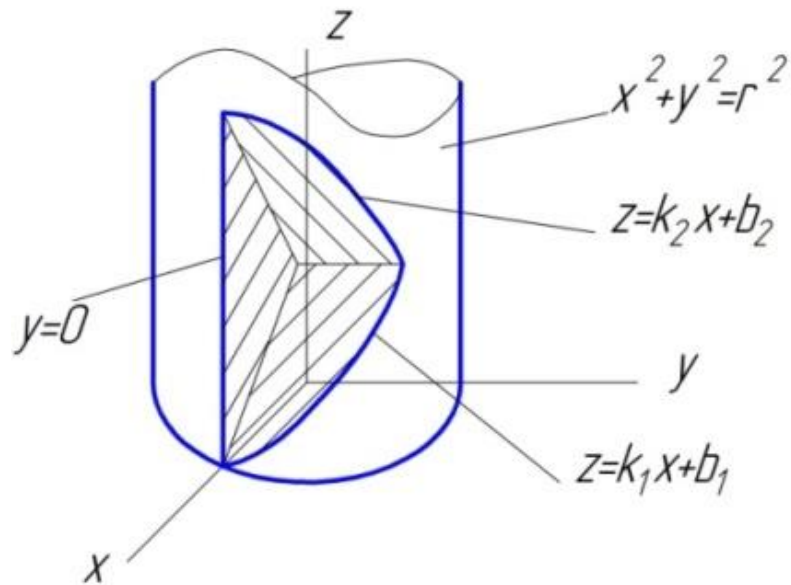


Рисунок 2.6 – Трубопровід і тіло ADBO в просторовій декартовій системі координат

Маючи рівняння, які обмежують тіло ADBO, його об'єм можна визначити, розрахувавши потрійний інтеграл наступного виду [100].

$$V_{ADBO} = \iiint_V dV. \quad (2.21)$$

Відповідно до формул (2.21) і (2.17) маємо:

$$V_{ADBE} = 2 \iiint_V dV = 2 \iiint_V dx dy dz. \quad (2.22)$$

Виконаємо перехід від прямокутних до циліндричних координат [100]

$$V_{ADBE} = 2 \iiint_V \rho d\rho d\phi dz. \quad (2.23)$$

При переході від прямокутних до циліндричних координат рівняння (2.18) – (2.20) набудуть вигляду [101]:

рівняння трубопроводу

$$\rho = r, \quad (2.24)$$

рівняння площини стику трубопроводу

$$z = k_1 \rho \cos \phi + b_1, \quad (2.25)$$

рівняння поверхні рідини

$$z = k_2 \rho \cos \phi + b_2. \quad (2.26)$$

Тіло ADBO проектується на площину Oxy в область D, яка зображена на рисунку 2.7.

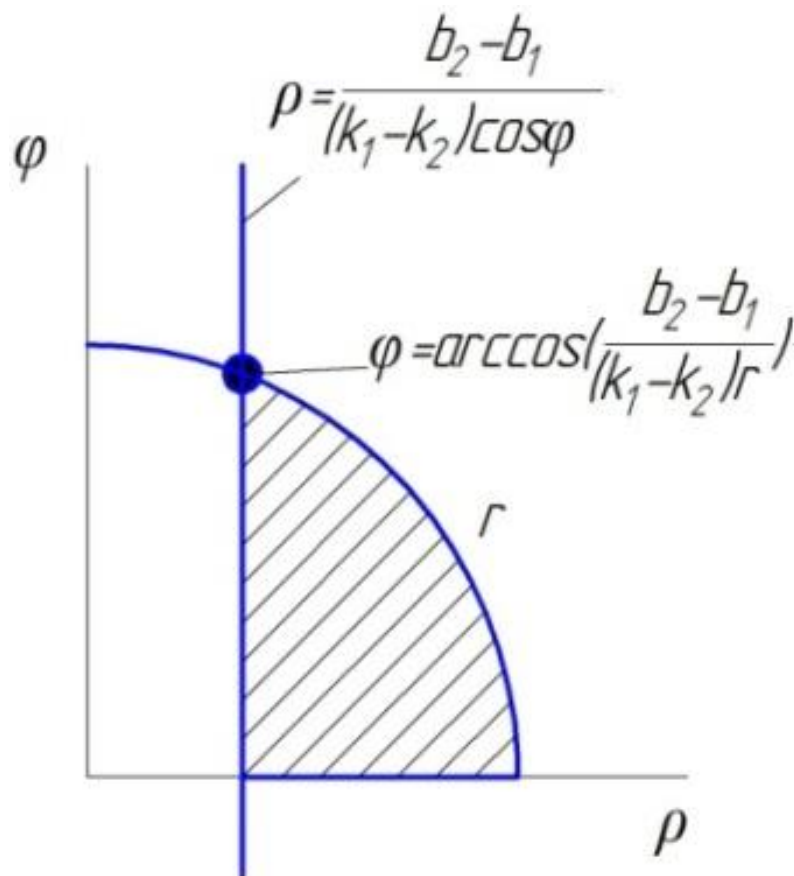


Рисунок 2.7 – Проекція тіла ADBO на площину Oxy

Переходимо від потрійного інтегралу до повторного та проводимо інтегрування виразу (2.17):

$$\begin{aligned}
V_{ADBE} &= 2 \iiint_V \rho d\rho d\phi dz = 2 \int_0^{\arccos\left(\frac{b_2-b_1}{k_1-k_2} \cdot \frac{1}{r}\right)} d\phi \int_{\frac{b_2-b_1}{k_1-k_2} \cdot \frac{1}{\cos\phi}}^r \rho d\rho \int_{k_1\rho\cos\phi+b_1}^{k_2\rho\cos\phi+b_2} dz = \\
&= 2 \int_0^{\arccos\left(\frac{b_2-b_1}{k_1-k_2} \cdot \frac{1}{r}\right)} d\phi \int_{\frac{b_2-b_1}{k_1-k_2} \cdot \frac{1}{\cos\phi}}^r \rho(k_2\rho\cos\phi + b_2 - k_1\rho\cos\phi - b_1) d\rho = \\
&= 2 \int_0^{\arccos\left(\frac{b_2-b_1}{k_1-k_2} \cdot \frac{1}{r}\right)} d\phi \int_{\frac{b_2-b_1}{k_1-k_2} \cdot \frac{1}{\cos\phi}}^r (\rho(b_2 - b_1) + \rho^2 \cos\phi(k_2 - k_1)) d\rho = \\
&= 2 \int_0^{\arccos\left(\frac{b_2-b_1}{k_1-k_2} \cdot \frac{1}{r}\right)} \left( \frac{b_2 - b_1}{2} r^2 + \frac{(k_2 - k_1) \cos\phi}{3} r^3 - \right. \\
&\quad \left. - \frac{(b_2 - b_1)}{2} \frac{(b_2 - b_1)^2}{(k_1 - k_2)^2 \cos^2\phi} - \frac{\cos\phi(k_2 - k_1)}{3} \frac{(b_2 - b_1)^3}{(k_1 - k_2)^3 \cos^3\phi} \right) d\phi = \\
&= \frac{2}{6} \int_0^{\arccos\left(\frac{b_2-b_1}{k_1-k_2} \cdot \frac{1}{r}\right)} \left[ r^2 \left\{ 3(b_2 - b_1) + 2r \cos\phi(k_2 - k_1) \right\} - \frac{(b_2 - b_1)^3}{(k_1 - k_2)^2 \cos^2\phi} \right] d\phi = \\
&= \frac{1}{3} \left[ r^2 \left\{ 3(b_2 - b_1) \arccos\left(\frac{b_2 - b_1}{k_1 - k_2} \cdot \frac{1}{r}\right) - 2r(k_1 - k_2) \sin\left(\arccos\left(\frac{b_2 - b_1}{k_1 - k_2} \cdot \frac{1}{r}\right)\right) \right\} - \right. \\
&\quad \left. - \frac{(b_2 - b_1)^3}{(k_1 - k_2)^2} \operatorname{tg}\left(\arccos\left(\frac{b_2 - b_1}{k_1 - k_2} \cdot \frac{1}{r}\right)\right) \right].
\end{aligned} \tag{2.27}$$

Об'єм тіла CBDE також можна визначити за залежністю (2.27), відмінність буде полягати лише в інших значеннях коефіцієнтів  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $b_1$ ,  $b_2$ .

Коефіцієнти  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $b_1$ ,  $b_2$  характеризують положення трубопроводу відносно горизонту та висоту рівня рідини в порожнині і визначаються за формулами:

– для тіла ADBE (див. рис. 2.4)

$$\begin{aligned}
 k_1 &= -tg \frac{\alpha + \beta}{2}; \\
 k_2 &= ctg\alpha; \\
 b_1 &= r \cdot tg \frac{\alpha + \beta}{2}; \\
 b_2 &= -r \cdot ctg\alpha + \frac{h}{\sin \alpha}.
 \end{aligned} \tag{2.28}$$

– для тіла CBDE (див. рис. 2.4)

$$\begin{aligned}
 k_1 &= -tg \frac{\alpha + \beta}{2}; \\
 k_2 &= ctg\beta; \\
 b_1 &= r \cdot tg \frac{\alpha + \beta}{2}; \\
 b_2 &= -r \cdot ctg\beta + \frac{h}{\sin \alpha}.
 \end{aligned} \tag{2.29}$$

Аналізуючи формули (2.21)-(2.23), введемо наступні числові коефіцієнти:

– для тіла ADBE (див. рис. 2.4)

$$\begin{aligned}
 A_1 &= k_1 - k_2 = -\left( ctg\alpha + tg \frac{\alpha + \beta}{2} \right); \\
 B_1 &= b_2 - b_1 = -r \cdot \left( tg \frac{\alpha + \beta}{2} + ctg\alpha \right) + \frac{h}{\sin \alpha} = r \cdot A_1 + \frac{h}{\sin \alpha}; \\
 C_1 &= \arccos \left( \frac{-r \cdot \left( tg \frac{\alpha + \beta}{2} + ctg\alpha \right) + \frac{h}{\sin \alpha}}{-r \cdot \left( tg \frac{\alpha + \beta}{2} + ctg\alpha \right)} \right) = \arccos \left( 1 + \frac{h}{r \cdot A_1 \sin \alpha} \right).
 \end{aligned} \tag{2.30}$$

– для тіла CBDE(див. рис. 2.4)

$$\begin{aligned}
 A_2 &= k_1 - k_2 = -\left( \operatorname{ctg} \beta + \operatorname{tg} \frac{\alpha + \beta}{2} \right); \\
 B_2 &= b_2 - b_1 = -r \cdot \left( \operatorname{tg} \frac{\alpha + \beta}{2} + \operatorname{ctg} \beta \right) + \frac{h}{\sin \beta} = r \cdot A_2 + \frac{h}{\sin \beta}; \quad (2.31) \\
 C_2 &= \arccos \left( \frac{-r \cdot \left( \operatorname{tg} \frac{\alpha + \beta}{2} + \operatorname{ctg} \beta \right) + \frac{h}{\sin \beta}}{-r \cdot \left( \operatorname{tg} \frac{\alpha + \beta}{2} + \operatorname{ctg} \beta \right)} \right) = \arccos \left( 1 + \frac{h}{r \cdot A_2 \sin \beta} \right)
 \end{aligned}$$

Підставляючи рівняння (2.30) і (2.31) в (2.27), отримаємо наступні залежності

$$V_{ADBE} = \frac{1}{3} \left[ r^2 (3 \cdot B_1 \cdot C_1 - 2 \cdot A_1 \cdot r \cdot \sin C_1) - \frac{B_1^3}{A_1^2} \operatorname{tg} C_1 \right], \quad (2.32)$$

$$V_{CBDE} = \frac{1}{3} \left[ r^2 (3 \cdot B_2 \cdot C_2 - 2 \cdot A_2 \cdot r \cdot \sin C_2) - \frac{B_2^3}{A_2^2} \operatorname{tg} C_2 \right]. \quad (2.33)$$

Із (4) та (2.32)-(2.33) маємо

$$\begin{aligned}
 V_h &= V_{ADBE} + V_{CDEB} = \frac{1}{3} \left[ r^2 (3 \cdot B_1 \cdot C_1 - 2 \cdot A_1 \cdot r \cdot \sin C_1) - \frac{B_1^3}{A_1^2} \operatorname{tg} C_1 \right] + \\
 &\quad + \frac{1}{3} \left[ r^2 (3 \cdot B_2 \cdot C_2 - 2 \cdot A_2 \cdot r \cdot \sin C_2) - \frac{B_2^3}{A_2^2} \operatorname{tg} C_2 \right] = \quad (2.35) \\
 &= \frac{1}{3} \left[ r^2 \{ 3 \cdot (B_1 \cdot C_1 + B_2 \cdot C_2) - 2r(A_1 \sin C_1 + A_2 \sin C_2) \} - \left( \frac{B_1^3}{A_1^2} \operatorname{tg} C_1 + \frac{B_2^3}{A_2^2} \operatorname{tg} C_2 \right) \right]
 \end{aligned}$$

Оскільки  $r = \frac{d}{2}$ , а  $C_1 = C_2 = C = \arccos \left( \frac{b_2 - b_1}{(k_1 - k_2)r} \right) = \arccos \left( \frac{2B_1}{A_1 \cdot d} \right)$ , то

остаточна залежність для визначення об'єму рідини в порожнині трубопроводу буде мати вигляд:

$$V_h = \frac{1}{3} \left[ \frac{d^2}{4} \{3C \cdot (B_1 + B_2) - d \cdot \sin C \cdot (A_1 + A_2)\} - tg C \cdot \left( \frac{B_1^3}{A_1^2} + \frac{B_2^3}{A_2^2} \right) \right]. \quad (2.36)$$

За наявності двох рідких фаз з різною густиною із рівнями відповідно  $h_1$  та  $h_2$  (рис.2.3), методика оцінки кількості такого рідкого середовища наступна.

Спочатку визначаються числові коефіцієнти за залежностями:

$$\begin{aligned} A_1 &= -\left( tg\left(\frac{\alpha + \beta}{2}\right) + ctg(\alpha) \right); \\ A_2 &= -\left( tg\left(\frac{\alpha + \beta}{2}\right) + ctg(\beta) \right); \\ B_1^{h1} &= \frac{d}{2} \cdot A_1 + \frac{h_1}{\sin(\alpha)}; \\ B_2^{h1} &= \frac{d}{2} \cdot A_2 + \frac{h_1}{\sin(\beta)}; \\ B_1^{h2} &= \frac{d}{2} \cdot A_1 + \frac{h_1 + h_2}{\sin(\alpha)}; \\ B_2^{h2} &= \frac{d}{2} \cdot A_2 + \frac{h_1 + h_2}{\sin(\beta)}; \\ C_1 &= \arccos\left(\frac{2 \cdot B_1^{h1}}{A_1 \cdot d}\right); \\ C_2 &= \arccos\left(\frac{2 \cdot B_1^{h2}}{A_1 \cdot d}\right). \end{aligned} \quad (2.37)$$

Визначається об'єм рідини із висотою рівня  $h_1$  за формулою

$$V_{h1} = \frac{1}{3} \left[ \frac{d^2}{4} \cdot \{3 \cdot C_1 \cdot (B_1^{h1} + B_2^{h1}) - d \cdot \sin(C_1) \cdot (A_1 + A_2)\} - tg(C_1) \cdot \left( \frac{(B_1^{h1})^3}{A_1^2} + \frac{(B_2^{h1})^3}{A_2^2} \right) \right], \quad (2.38)$$

об'єм рідини із висотою рівня  $h_2$  обчислюється за формулою:

$$\begin{aligned}
 V_{h2} = \frac{1}{3} \left[ \frac{d^2}{4} \cdot \left\{ 3 \cdot [C_2 \cdot (B_1^{h2} + B_2^{h2}) - C_1 \cdot (B_1^{h1} + B_2^{h1})] - d \cdot (A_1 + A_2) \cdot [\sin(C_2) - \sin(C_1)] \right\} - \right. \\
 \left. - \operatorname{tg}(C_2) \cdot \left( \frac{(B_1^{h2})^3}{A_1^2} + \frac{(B_2^{h2})^3}{A_2^2} \right) + \operatorname{tg}(C_1) \cdot \left( \frac{(B_1^{h1})^3}{A_1^2} + \frac{(B_2^{h1})^3}{A_2^2} \right) \right]. \quad (2.39)
 \end{aligned}$$

Слід відзначити те, що проведені теоретичні дослідження досить добре коригуються із розрахунками проведеними на конкретній ділянці газопроводу Уренгой – Помари – Ужгород Ду 1400 Ру 7,5 МПа, яку експлуатує філія УМГ "ЧЕРКАСИТРАНСГАЗ", що відображено в акті апробації.

## Висновки до розділу 2

Для вирішення задачі діагностування наявності скупчень рідини в порожнині діючого газопроводу здійснено наступне:

- а) розроблено метод ідентифікації місць скупчень рідин в порожнині газопроводу;
- б) в якості апробації запропонованого методу ідентифікації місць скупчень рідин в порожнині газопроводу проведено розрахунки для ділянки магістрального газопроводу Уренгой – Помари – Ужгород Ду 1400 Ру 7,4 МПа, щодо визначення потенційно-небезпечних точок по трасі трубопроводу, які підтверджуються даними спостережень лінійно-експлуатаційної служби ПАТ «УКРТРАНСГАЗ».
- в) запропоновано рішення для визначення об'єму скупчень рідини в порожнині діючого газопроводу. Для технічної реалізації запропонованих рішень локалізації та визначення об'єму скупчень в порожнинах газопроводів слід забезпечити можливість вимірювання рівня рідини у визначених точках профілю пролягання газопроводу, провести відповідні експериментальні дослідження та промислову апробацію.



## РОЗДІЛ 3

### РОЗРОБЛЕННЯ І ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДУ ТА ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ РІВНЯ РІДИНИ В ПОРОЖНИНІ ДІЮЧОГО ГАЗОПРОВОДУ

Наведені у другому розділі результати теоретичних досліджень вказують на те, що основним діагностичним індикатором наявності рідини в порожнині газопроводу є її рівень. Максимальне значення сумарного рівня рідини на прогнозованій потенційно-небезпечній ділянці газопроводу є необхідним параметром для розрахунку об'єму цієї рідини відповідно до отриманої у 2-му розділі залежності. Інформація про наявність рідини в порожнині діючого магістрального газопроводу поряд з визначеним значенням її об'єму необхідна для прийняття технічного рішення, щодо дренажу чи видалення рідини з порожнини газопроводу.

Відповідно до вище наведеного, необхідно розробити метод і відповідні апаратні засоби для вимірювання рівня рідини, які забезпечать мінімальне втручання в технологічний процес транспортування природного газу і можливість автоматизації процесу вимірювання. Також необхідно провести експериментальні дослідження для підтвердження адекватності запропонованих технічних рішень.

Вищевказане лежить в основі тих задач, які необхідно вирішити у цьому розділі роботи.

### 3.1 Вибір фізичного принципу для реалізації задачі вимірювання рівня рідини в порожнині діючого газопроводу.

Як відомо з літературних джерел та практики експлуатації магістральних газопроводів, засоби вимірювання рівня рідини в порожнині трубопроводів реалізуються різноманітними методами, заснованими на різних фізичних принципах. До найпоширеніших методів вимірювання рівня, які дозволяють перетворити значення рівня в електричну величину і передавати її значення в системи автоматизації технологічних процесів відносяться [102, 103]:

1) контактні методи:

- поплавковий;
- ємнісний;
- гідростатичний;
- буйковий;

2) безконтактні методи:

- зондування акустичним випромінюванням;
- зондування електромагнітним випромінюванням;
- зондування радіаційним випромінюванням.

Виходячи з поставленої задачі мінімального втручання в технологічний процес транспортування газу під час вимірювання рівня рідини в порожнині газопроводу, враховуючи їх вартість і безпечність використання обладнання, одними з найбільш придатних є контактний ємнісний метод і безконтактний метод зондування акустичним випромінюванням. Останній, як правило, передбачає використанням акустичних коливань з частотою більше 20 кГц (ультразвуковий метод вимірювання рівня).

В порівнянні з ємнісним методом вимірювання рівня, ультразвуковий метод є більш чутливим. Так, наприклад, в ємнісному перетворювачі для

контролю рівня рідини використовується відмінність діелектричних властивостей газу і рідини. Діелектрична проникність природного газу близька до одиниці, основою рідини, як правило є вода, яка володіє максимальною діелектричною проникністю ( $\varepsilon = 81$ ). Таким чином, максимальна чутливість ємнісного давача  $D_c = 81$ . Для ультразвукового методу вимірювання рівня, що базується на відмінності акустичного опору середовищ. Для води і більшості рідин величина густини  $\rho_p \approx 1 \text{ г/см}^3$ , для природного газу  $\rho_g \approx 0,8 \cdot 10^{-3} \text{ г/см}^3$ ; відповідно швидкість поширення акустичних коливань для води складатиме  $C_w \approx 1,5 \cdot 10^5 \text{ см/с}$ , а в природному газі (при нормальних умовах)  $C_g \approx 4,3 \cdot 10^4 \text{ см/с}$ . Таким чином, чутливість ультразвукового давача виражається, як відношення акустичних опорів середовищ (води і природного газу):

$$D_{uz} = \frac{\rho_w \cdot C_w}{\rho_g \cdot C_g}, \quad (3.1)$$

$$D_{uz} = \frac{1 \cdot 1,5 \cdot 10^5}{0,8 \cdot 10^{-3} \cdot 4,3 \cdot 10^4} = 4360,$$

що значно перевищує значення  $D_c$ .

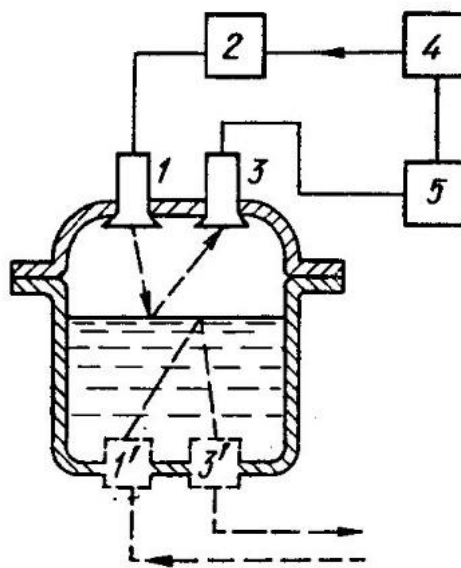
Крім цього, ультразвуковий метод вимірювання рівня має цілий ряд суттєвих переваг, а саме:

- нечутливість до зміни властивостей контрольованої рідини; великий температурний діапазон, який перевищує  $500 \text{ }^\circ\text{C}$  (при цьому необхідно враховувати, що для більшості рідинних і газоподібних середовищ швидкість ультразвуку залежить від температури, відповідно під час вимірювання рівня необхідно постійно контролювати температуру середовища і вносити відповідну поправку);
- швидкодія і висока надійність [104];
- достатня для наведених вимірювань достовірність результатів.

Конструктивно ультразвукові рівнеміри дуже компактні, мають надійну конструкцію, не мають рухомих частин і практично не потребують обслуговування.

Принцип дії ультразвукових рівнемірів базується на методі локації ультразвукового імпульсу, відбитого від границі розділу двох середовищ (луно-імпульсний принцип вимірювання). Для контролю рівня рідини застосовують ультразвукові рівнеміри двох модифікацій [105].

Блок-схеми ультразвукових рівнемірів в обох випадках принципових відмінностей не мають (рис. 3.1).



*1, 1' – випромінювач; 2 – генератор;*

*3, 3' – приймач, 4 – індикатор, 5 – підсилювач*

*Рисунок 3.1 – Блок-схема ультразвукового рівнеміра:*

Генератор 2 виробляє електричні коливання, які потім формуються в ультразвукові і спрямовуються випромінювачем 1 або 1' всередину ємності до границі розділу рідина – газ. Доходячи до границі розділу, ультразвукові коливання відбиваються і приймаються приймальним перетворювачем 3 або 3'; прийняті ультразвукові коливання перетворюються в електричні і через підсилювач 5 поступають на індикаторний пристрій 4. Індикаторний пристрій представляє собою схему для вимірювання часу розповсюдження,

який пропорційний швидкості поширення ультразвуку в даному середовищі і відстані від випромінювача до границі розділу середовищ і назад до приймача.

На блок-схемі ультразвукового рівнеміра (рис. 3.1) показано, що приймачі і випромінювачі ультразвукових коливань знаходяться всередині ємності, згідно такого конструктивного рішення працюють більшість існуючих промислових рівнемірів (особливо з верхнім розміщенням ультразвукового передавача і приймача).

Така вимірювальна схема вимірювання для застосування в діючому газопроводі є небезпечною, технологічно складною і економічно недоцільною, оскільки необхідно здійснювати значне втручання в тіло газопроводу щоб дістатися до його порожнини на багатьох точках по його трасі пролягання, що визначені, як потенційно-небезпечні щодо утворення скупчень рідини. Виходячи з цього пропонується встановлювати один суміщений ультразвуковий перетворювач в нижній точці газопроводу на визначеній потенційно-небезпечній ділянці газопроводу.

Таке рішення дозволить здійснити мінімальне втручання в роботу газопроводу при транспортуванні газу – на невеликій ділянці в нижній точці труби знімається ізоляційне покриття, готується поверхня і на цю поверхню встановлюється суміщений ультразвуковий перетворювач.

Суміщені ультразвукові перетворювачі надзвичайно широко використовуються в промисловості для вирішення задач товщинометрії [105]. Для перевірки адекватності запропонованого рішення необхідно провести моделювання процесу поширення ультразвукових коливань від суміщеного перетворювача через стінку труби, рідину до границі розділу рідина-газ і у зворотному напрямку.

### 3.2 Моделювання процесу поширення ультразвукових коливань в системі вимірювання рівня рідини діючого магістрального газопроводу

Розглянемо випадок поширення коливань в однорідному середовищі та їх проходження через границі розділу середовищ з різними акустичними властивостями, що представлено на рис.3.2.

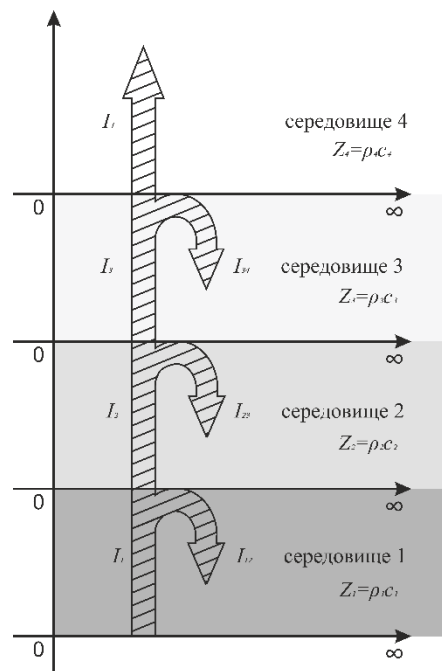


Рисунок 3.2 – Відбивання та проходження нормально падаючої хвилі на границі розподілу середовищ

Середовище 1 – п'єзoeлектричний перетворювач, що генерує ультразвукові коливання, які поширюються через середовище 2 (сталеву трубу) та середовище 3 (рідина) до середовища 4 (газ). На границі середовищ акустичні коливання зазнають часткового відбивання та заломлення. Відбиті від границь поверхонь акустичні коливання проходять зворотній шлях та потрапляють на п'єзoeлектричний передавач (ПЕП). Заломлені акустичні коливання проходять через середовища 1-3 та зазнавши найбільшого відбивання від границі розділу вода/повітря і, пройшовши зворотній шлях потрапляють на ПЕП.

Кожне з середовищ характеризується значенням швидкості поширення акустичних коливань  $c$ , густиною  $\rho$  та акустичним опором  $Z = \rho c$ .

Коефіцієнт відбиття та коефіцієнт проходження по амплітуді коливань, що проходять через границю двох середовищ відповідно визначається виразами [106]:

$$R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (3.2)$$

$$D = 1 - R \quad (3.3)$$

Розглянемо випадок проходження ультразвукової хвилі через границі середовище 1 – середовище 2 – середовище 3. Коефіцієнт проходження коливань через середовище 2, з врахування згасання на частоті  $f$  в товщині шару  $d$  середовища 2 визначається виразом [107]:

$$D = \frac{8}{4 + (m_{12} + m_{21})(m_{23} + m_{32}) + (m_{12} - m_{21})(m_{23} - m_{32})\cos(4\pi d / \lambda_2)}, \quad (3.4)$$

де  $m_{ik} = \rho_i c_i / \rho_k c_k = Z_i / Z_k$

$\lambda_2$  – довжина хвиль в середовищі 2.

При наявності скупчень в порожнині трубопроводу присутні такі середовища: середовище 1 – ПЕП; середовище 2 – сталь, середовище 3 – вода, середовище 4 – повітря. Акустичні опори середовищ відповідно дорівнюють  $Z_1 = 22,6 \cdot 10^6 \text{ кг/м}^2\text{с}$  (матеріал ЦТС-19),  $Z_2 = 47 \cdot 10^6 \text{ кг/м}^2\text{с}$ ,  $Z_3 = 1,5 \cdot 10^6 \text{ кг/м}^2\text{с}$ ,  $Z_4 = 0,00043 \cdot 10^6 \text{ кг/м}^2\text{с}$ .

Коефіцієнт проходження через границі ПЕП/сталь, не враховуючи згасання, згідно (3.2) становить 0,35. Це означає що енергія звукової хвилі на 35% менша від початкової і є достатньою для подальшого поширення коливань.

Коефіцієнт проходження ультразвукових коливань через границі ПЕП/сталь/вода при товщині стінки  $d = 14 \text{ мм}$ ,  $f = 2,5 \text{ МГц}$  за формулою (3.4)

дорівнює  $D=0,2305$ , коефіцієнт відбиття відповідно дорівнює  $R = 1 - D = 0.7695$ . На границі вода-повітря коефіцієнт відбиття згідно (3.2) дорівнює 0,999, що свідчить про те, що при досягненні ультразвуковими коливаннями границі вода-повітря, 99 % енергії майже повністю відбиваються і не поширюватимуться далі.

Дані розрахунки свідчать про те, що у випадку наявності скупчень в порожнині труби, ультразвукові коливання досягаючи границі вода-повітря відбиваються і не поширюються в середовищі 4.

### 3.3 Розроблення системи для вимірювання рівня рідини в порожнині діючого газопроводу

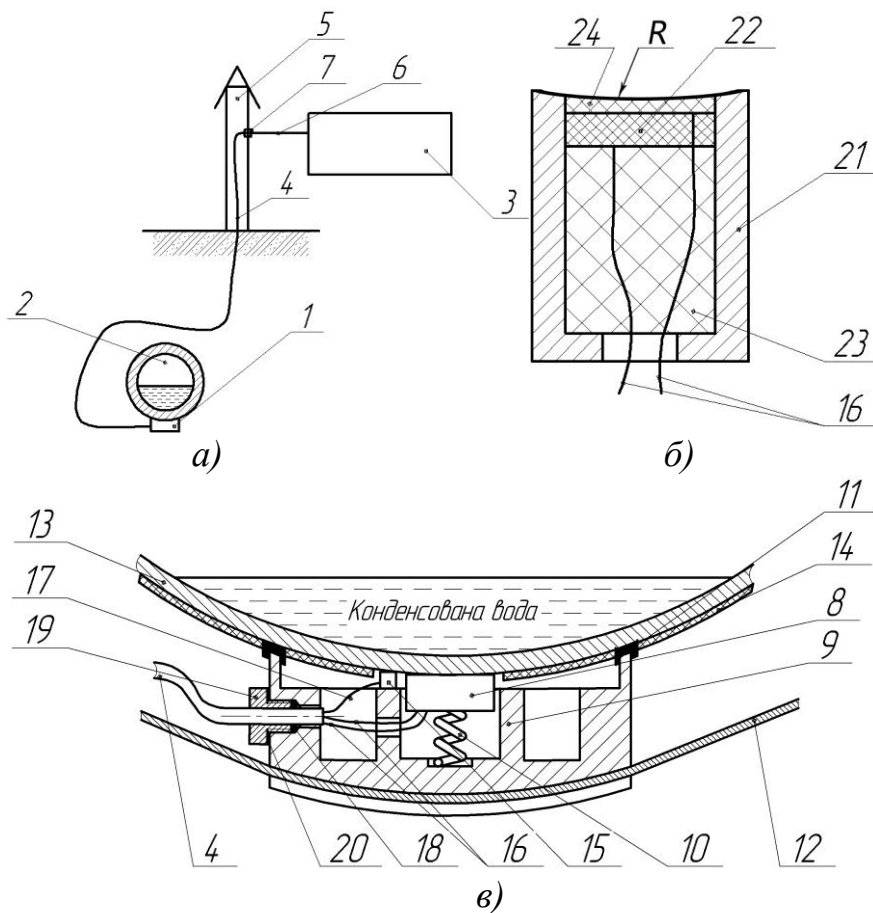
Враховуючи умови експлуатації газотранспортної системи та вимоги її безпечної експлуатації, така система вимірювання рівня рідини в порожнині магістрального газопроводу повинна відповідати наступним вимогам:

- забезпечувати можливість вимірювання рівня рідини без втручання в роботу газопроводу та порушення режимів транспортування;
- будь-які дії при встановленні системи, її налагодженні та роботі не повинні призводити до порушення суцільності стінки магістрального газопроводу чи виникнення дефектів будь-якого роду;
- висока точність вимірювання, всесезонність системи, простота в експлуатації;
- невисока вартість самої системи та її монтаж, налагодження та експлуатація.

Для вирішення наведеної вище проблеми і з врахуванням поставлених вимог була розроблена система для вимірювання рівня рідини в порожнині газопроводу. Визначення рівня рідини проводиться в польових умовах без



втручання в роботу газопроводу [107]. Система складається з мережі контрольно-вимірвальних постів (КВП), які встановлюються в місцях, де існує загроза накопичення рідини в газопроводі і портативного контрольного пристрою. Визначення рівня рідини ґрунтується на акустичному луна-імпульсному методі визначення товщини. Процес контролю полягає в почерговому вимірюванні рівня рідини в магістральному газопроводі шляхом підключення пристрою контролю до кожного контрольно-вимірвального поста. На рис. 3.3 зображена реалізація системи для вимірювання рівня рідини у порожнині газопроводу на базі контрольно-вимірвального поста [107].



а) функціональна схема вимірвальної системи; б) будова акустичного блоку; в) будова п'єзоелектричного ультразвукового перетворювача

Рисунок 3.3 – Реалізація системи для вимірювання рівня рідини у порожнині газопроводу на базі контрольно-вимірвального поста.

Згідно представленої функціональної схеми (рис. 3.3,*a*) системи для вимірювання рівня рідини в порожнині магістрального газопроводу, вона складається з акустичного блоку 1, який кріпиться до нижньої частини магістрального газопроводу 2 та вимірювального блоку 3 (портативний контрольний пристрій). Кабель акустичного блоку 4, за допомогою якого реалізується з'єднання акустичного блоку 1 з наземною частиною, виводиться у колонку контрольно-вимірювального поста 5, та сполучається з вимірювальним блоком 3 за допомогою кабелю вимірювального блоку 6 через з'єднувач 7, який вмонтовується у стінку колонки контрольно-вимірювального поста 5. В якості основи для контрольних постів пропонується обрати сучасні колонки електрохімзахисту вітчизняного виробництва, які представлено на рис. 3.4 [109].



*Рисунок 3.4 – Побудова контрольно-вимірювальних постів вимірювання рівня рідини у порожнині газопроводу на основі сучасних колонок електрохімзахисту*

Ця колонка виготовляється з міцного пластику стійкого до дії зовнішнього середовища і обладнана «антивандальним» пристроєм для попередження несанкціонованого вилучення контрольного поста з ґрунту та

втручання в його роботу. Колонка контрольного поста може бути одночасно використана в якості інформаційно-попереджувального знаку (для позначення охоронної зони і траси підземного газопроводу) і в якості контрольно-вимірювального пункту електрохімзахисту.

Основою запропонованої вимірювальної системи є акустичний блок. Схематичну будову акустичного блоку зображено на рис. 3.3,б. Ультразвуковий п'єзоелектричний перетворювач 8 розташований концентрично у циліндричній виточці корпусу 9 і підпружинений пружиною 10. Корпус акустичного блоку оснащений ущільнюючою гумовою манжетою 11. За допомогою хомута 12 реалізується надійне кріплення корпусу 9 на стінці 13 труби магістрального газопроводу 2 (рис. 3.3,а) захищеного ізоляцією 14. Давач температури 15, наприклад термopара, розташовується у корпусі 9 біля ультразвукового п'єзоелектричного перетворювача 8 та контактує з зовнішньою поверхнею стінки 13 труби газопроводу. Два з'єднувальні провідники 16 ультразвукового п'єзоелектричного перетворювача 8 та провідники 17 давача температури 15 сходяться у кабель акустичного блоку 4. Герметизація отвору у корпусі 9 для виходу кабелю акустичного блоку 4 здійснюється за допомогою гумової шайби 18 та штуцера 19. Гумова прокладка 20, яка розташована між штуцером 18 та корпусом 9, забезпечує надійну герметизацію акустичного блоку.

Ультразвуковий п'єзоелектричний перетворювач 8 (рис. 3.3,в) складається з металевого корпусу перетворювача 21, п'єзокерамічної пластинки 22, виготовленої з титанату барію ТБК-3 діаметром 20мм, резонансна частота якої складає 2,5МГц, демпфера 23 та вгнутої акустичної призми 24, виготовленої з мідної пластини діаметром 20мм, при цьому радіус кривизни  $R$  вгнутої поверхні, що контактує з зовнішньою поверхнею магістрального газопроводу, рівний зовнішньому радіусу труби цього ж газопроводу.

Система для вимірювання рівня рідини у порожнині газопроводу

побудована наступним чином. Акустичний блок 1 (рис. 3.3,а) за допомогою хомута 12 (рис.3.3,б) притискається до зовнішньої поверхні труби газопроводу 2 у його нижній частині у місці найбільш імовірного збирання води. Ізоляція 14 стінки газопроводу 13 нижньої частини труби газопроводу 2 у місці контакту ультразвукового п'єзоелектричного перетворювача 8 та давача температури 15 перед встановленням акустичного блоку очищається. Сила притискання акустичного блоку до труби газопроводу вибирається такою, щоб за рахунок деформації манжети 11 забезпечити надійну герметизацію порожнини корпусу 9 акустичного блоку 1, попередньо заповненої речовиною для забезпечення акустичного контакту. Пружина 10 забезпечує надійний контакт ультразвукового п'єзоелектричного перетворювача 8 із зовнішньою поверхнею стінки 13 труби газопроводу 2. Отвір через який проходить кабель 4, який об'єднує два провідники 16 ультразвукового п'єзоелектричного перетворювача 8 та провідники 17 давача температури 15 акустичного блоку 1, герметизується загвинчуванням штуцера 19 у отворі корпусу 9 з різьбою, який деформує гумову шайбу 18 та гумову прокладку 20, притискаючи їх таким чином до кабелю акустичного блоку 4 та корпусу 9. Кабель акустичного блоку 4 другим кінцем вмонтовується у колонку електрохімічного захисту. Вимірювальний блок 3 за допомогою кабелю вимірювального блоку 6 сполучається з кабелем акустичного блоку 4 за допомогою з'єднувача 7.

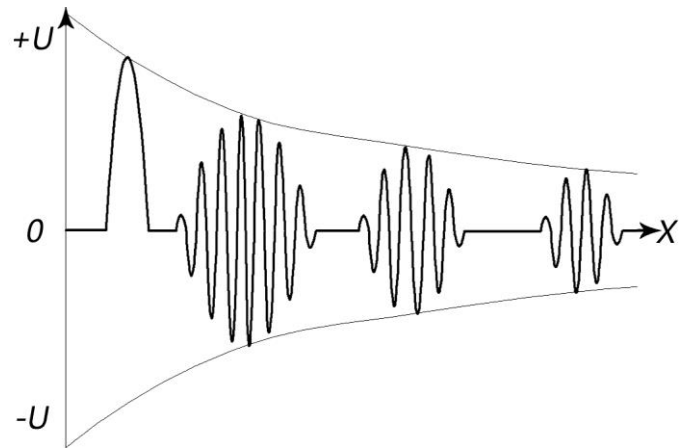
Роботу вимірювальної системи можна описати наступним чином. П'єзоелектричний перетворювач 8 (рис. 3.3,б) акустичного блоку 1 (рис. 3.3,а), на який подано короткочасний імпульс високої напруги від вимірювального блоку 3, генерує ультразвукові акустичні хвилі, які поширюються в стінці газопроводу 2, в якому знаходяться рідина та газ. На границі розділу рідина – газ, акустичні ультразвукові хвилі, які пройшли через стінку газопроводу та рідину, зазнаватимуть часткового відбивання та заломлення. Відбиті від границі розділу рідина – газ акустичні ультразвукові хвилі, пройшовши зворотній шлях, на границі розділу рідина – стінка

газопроводу також зазнаватимуть часткового відбивання та заломлення. Заломлені ультразвукові хвилі, які пройшли через стінку газопроводу, потрапляють на п'єзоперетворювач. Відбиті від границі розділу рідина – стінка газопроводу ультразвукові хвилі, пройшовши через рідину, яка знаходиться в газопроводі знову зазнають відбивання від границі розділу рідина – газ і поширюються в зворотному напрямку до стінки газопроводу, де на границі розділу рідина – стінка газопроводу, відбувається їх повторне відбивання та заломлення. Заломлені ультразвукові хвилі, пройшовши через стінку газопроводу, потрапляють на п'єзоперетворювач. Саме п'єзоперетворювач здійснює перетворення ультразвукових хвиль, які потрапили на нього, в електричні імпульси. Останні через провідники 4 передаються у вимірювальний блок 3, де відбувається їх підсилення та візуалізація на графічному дисплеї динаміки проходження та відбивання ультразвукових хвиль від поверхонь розділу середовищ рідина-газ, а також відбувається побудова огинаючої кривої динаміки відбивання та проходження ультразвукових хвиль [107,109].

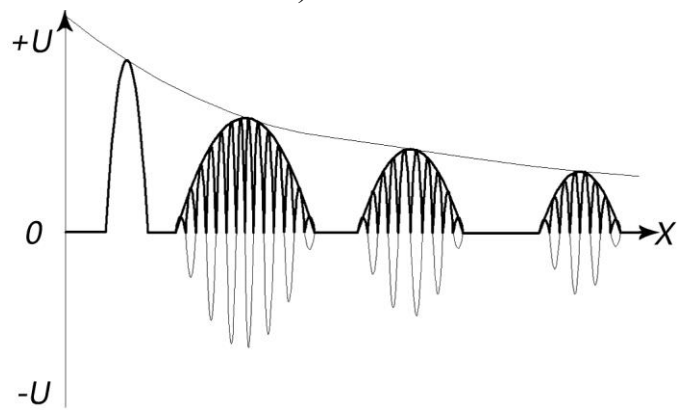
На рис. 3.5 зображено етапи побудови огинаючої кривої динаміки відбивання ультразвукових хвиль від поверхні розділу середовищ.

Побудова огинаючої кривої динаміки відбивання ультразвукових хвиль від поверхонь розділу середовищ у вимірювальному блоці відбувається у три етапи.

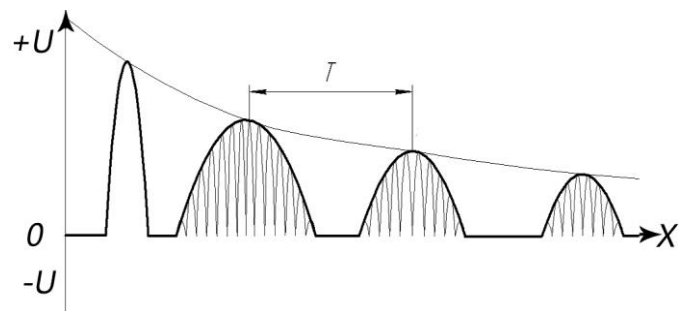
Перший етап (рис. 3.5,а) полягає у побудові власне кривої динаміки відбивання ультразвукових хвиль від поверхонь розділу середовищ. На цій кривій будуть присутні імпульси багаторазових відбивань в стінці трубопроводу 13 (рис. 3.5,б), які мають як додатне так і від'ємне значення, через що значно ускладнюється фіксування часу  $T$ .



а)



б)



в)

- а) Крива динаміки відбивання ультразвукових хвиль від поверхонь розділу середовищ;
- б) Відсікання нижньої (від'ємної) частина півхвиль багаторазових відбивань в стінці трубопроводу;
- в) Огинаюча крива динаміки відбивання ультразвукових хвиль від поверхонь розділу середовищ.

Рисунок 3.5 – Етапи побудови огинаючої кривої динаміки відбивання ультразвукових хвиль

На другому етапі (рис. 3.5,б) нижня (від'ємна) частина півхвиль багаторазових відбивань в стінці трубопроводу (на рис. 3.5,б зображені тонкою лінією) будується симетрично відносно осі часу ОХ.

Огинаюча крива динаміки відбивання ультразвукових хвиль від поверхонь розділу середовищ будується на третьому етапі (рис. 3.5,в) по максимумах півхвиль динаміки відбивання ультразвукових хвиль від поверхонь розділу середовищ.

В той же час вимірювальний блок проводить вимірювання значення температури рідини в газопроводі за допомогою давача температури, розміщеного в акустичному блоці.

Рівень рідини, яка знаходиться в газопроводі, буде рівний половині добутку коефіцієнта залежності швидкості поширення ультразвукових хвиль в рідині від її температури, температури рідини, швидкості поширення ультразвукових хвиль в рідині за нормальних умов та часу  $T$ , який рівний часу проходження ультразвукових хвиль від п'єзоелектричного перетворювача до границі розділу рідина-газ та в зворотному напрямку і вимірюється вимірювальним блоком після побудови огинаючої кривої динаміки відбивання ультразвукових хвиль від поверхонь розділу середовищ (рис. 3.5,в).

Коефіцієнт залежності швидкості поширення ультразвукових хвиль в рідині від її температури та значення швидкості поширення ультразвукових хвиль в рідині за нормальних умов вибираються з відповідних довідникових даних [110].

### 3.4 Проведення експериментальних досліджень в лабораторних умовах розробленого методу і системи для вимірювання рівня рідини в порожнині діючого газопроводу

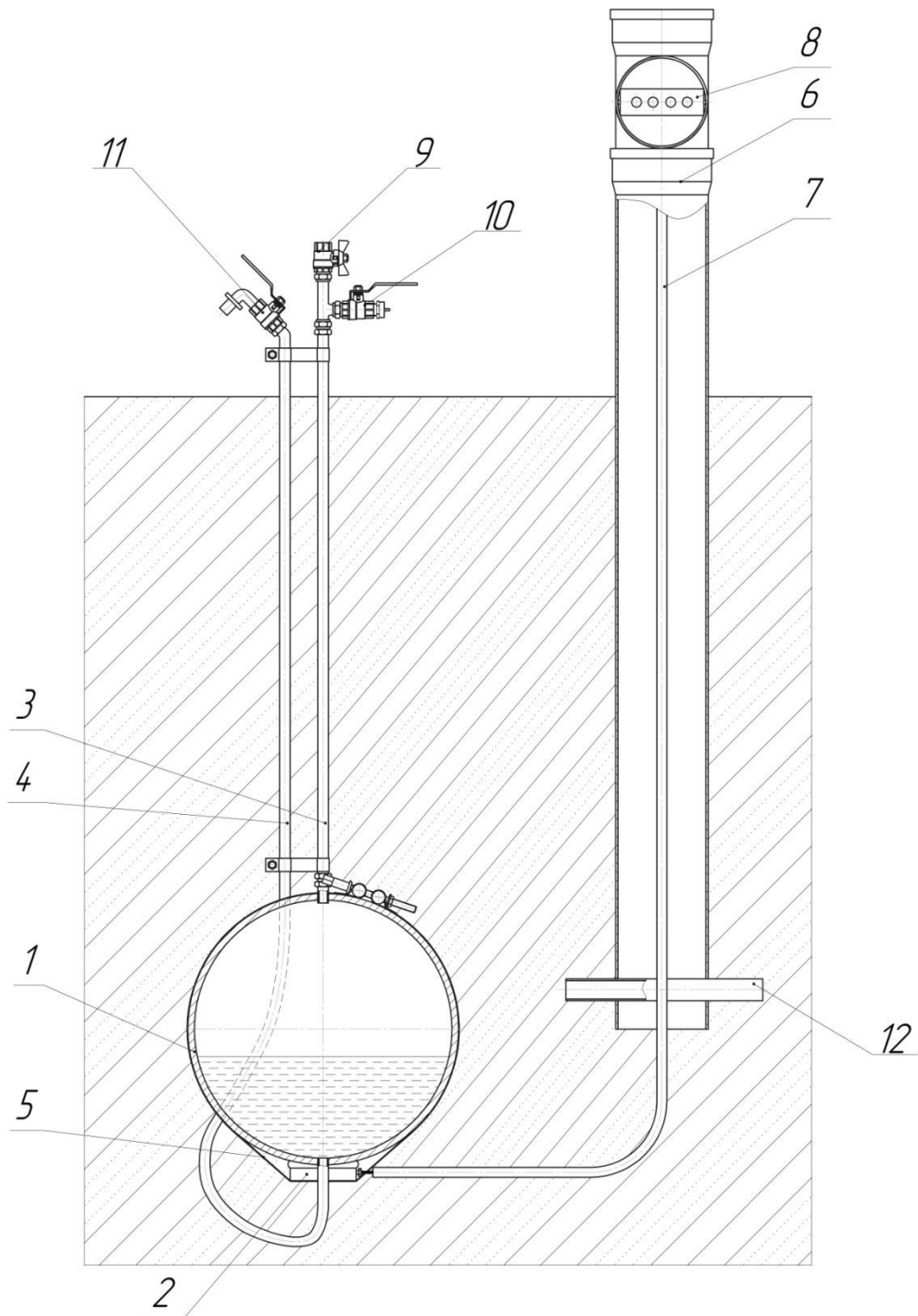
З метою експериментальної перевірки можливості використання запропонованого способу вимірювання рівня рідини в порожнині газопроводу без втручання в його роботу була розроблена відповідна програма експериментальних досліджень системи для вимірювання рівня рідини в порожнині газопроводу.

Експериментальні дослідження виконувалися в два етапи, які були спрямовані на вирішення технічних проблем, пов'язаних з вимірюванням рівня рідини в порожнині трубопроводів підземного укладання, а саме:

- 1) довготривалі дослідження з метою уточнення можливості забезпечення тривалого якісного акустичного контакту ультразвукового п'єзоелектричного перетворювача з поверхнею труби;
- 2) дослідження з метою визначення можливості контролю рівнів скупчень рідин з різною густиною.

Для реалізації першого етапу досліджень було зібрано експериментальну установку для моделювання системи вимірювання рівня рідини в порожнині магістрального газопроводу (рис. 3.6). В якості ділянки газопроводу було використано секцію труби діаметром 426 мм і довжиною 180 мм (рис. 3.7). Секція труби заглушена з обох сторін, з встановленими патрубками для закачування і викачування рідини. Внизу секції встановлений акустичний блок (рис. 3.8-3.10), з кабелем зв'язку, який виведений на поверхню ґрунту в спеціальну контрольну-вимірювальну колонку.





1 – секція труби; 2 – акустичний блок; 3 – патрубок для закачування рідини; 4 – парубок для викачування рідини; 5 – трубний хомут; 6 – контрольно-вимірвальна колонка; 7 – кабель зв'язку; 8 – роз'єми для під'єднання вимірвального обладнання; 9 – наливний кран; 11 – зливний кран; 10 – повітряний кран

Рисунок 3.6 – Будова експериментальної установки для моделювання системи вимірювання рівня рідини в порожнині газопроводу



*Рисунок 3.7 –  
Експериментальна трубна секція*



*Рисунок 3.8 – Змонтований внизу  
трубної секції акустичний блок*



*Рисунок 3.9 – Акустичний блок*



*Рисунок 3.10 – Ультразвуковий  
п'єзоелектричний перетворювач  
акустичного блоку*

У листопаді 2010 року було виконано закопування трубної секції на глибину 120 см (рис. 3.11). Далі, з інтервалом у 3 місяці до вересня 2013 виконувалися послідовні контрольні вимірювання різних рівнів рідини (від 5 до 60% діаметра) в секції – ні в одному з випадків не було помічено втрати сигналу від п'єзоелектричного ультразвукового перетворювача (рис. 3.12 – 3.13). Це підтверджує можливість забезпечення надійного тривалого акустичного контакту в таких системах моніторингу рівня рідини в трубопроводі підземного укладання.



*Рисунок 3.11 – Укладання експериментальної секції та вимірювання рівня рідини в ній (листопад 2010 року)*



*Рисунок 3.12 – Проведення чергового вимірювання рівня рідини в порожнині експериментальної секції (червень 2013 року)*



*Рисунок 3.13 – Заповнення і виведення рідини з порожнини експериментальної трубної секції (червень 2013 року)*

Другий етап досліджень був присвячений проблемі визначення рівня скупчень в порожнині газопроводу, що складаються з рідин з різною щільністю. Експериментально було доведено, що, як правило, відбувається розшарування на водну емульсію твердих частинок і легшу фракцію, схожу на газовий конденсат. Очевидно, що щільності цих шарів різні, а інформація про такі значення дозволить оцінити приблизний обсяг рідини, що зібралася в порожнині газопроводу.

Для реалізації експериментальних досліджень на цьому етапі було сконструйовано експериментальну установку, загальний вигляд якої показаний на рисунку 3.14. Установка складається з секції трубопроводу діаметром 219 мм і довжиною 500 мм, яка встановлена на металевій основі, ультразвукового суміщеного перетворювача власної конструкції з частотою 2,5 МГц (в складі акустичного блоку), встановленого в нижній частині труби, серійного ультразвукового дефектоскопу DiO562, призначеного для збудження і прийому ультразвукових коливань, попереднього підсилювача ультразвукових імпульсів власної конструкції, цифрового осцилографа Rigol DS1000E для реєстрації ультразвукових відгуків, цифрового термометра Fluke 54II, лінійки для вимірювання дійсного значення рівнів і з'єднувальних кабелів. Секція трубопроводу заглушена з одного боку металевією заглушкою, з іншого – заглушкою виготовленої з органічного скла (рис. 3.14) для забезпечення візуалізації та вимірювання рівнів рідини.



*Рисунок 3.14 – Експериментальна установка для моделювання  
двофазних скупчень рідини*

Дослідження були виконані в наступній послідовності.

- 1) Зібрано установку на горизонтальній поверхні. За допомогою рівнеміра відкориговане положення установки з метою

забезпечення паралельності нижньої твірної ємності (труби) до горизонтальної площини.

- 2) Наповнено посудину на  $2/3$  об'єму. При проведенні налаштування швидкість поширення ультразвукових коливань у технічній воді встановлена на рівні  $1400$  м / с.
- 3) Встановлено акустичний блок ( п'єзоелектричний перетворювач – прямий суміщений ультразвуковий перетворювач з робочою частотою  $2,5$  МГц) внизу труби. Виконані налаштування положення перетворювача шляхом його повороту на кут до  $5^\circ$  щодо горизонталі і вертикалі. Налаштування положення перетворювача проводилися до отримання максимальної амплітуди відгуку акустичних коливань від донної (внутрішньої) поверхні ємності. При цьому, налаштоване підсилення дефектоскопу до моменту досягнення амплітуди відгуку акустичних коливань від донної поверхні ємності рівня  $85\%$  вертикальної розгортки екрану дефектоскопу з подальшою фіксацією положення акустичного блоку.
- 4) Збільшено горизонтальну (часову) розгортку дефектоскопу до моменту появи амплітуди відгуку від поверхні рідини в ємності. Імпульс відгуку, шляхом коригування розгортки дефектоскопу встановлений на позначці  $1/3$  горизонтального розгорнення від її початку. Після завершення налаштування рідину було видалено з ємності.
- 5) Шляхом послідовного заповнення ємності технічною водою рівним порціями (по  $500$  грам) від нульового рівня до  $2/3$  від максимального, проводилось зчитування значень часового інтервалу між зондуючим імпульсом і першим відбитим від

поверхні рідини , а також інтервал часу і відношення амплітуд між першим відбитим та іншим відбитим луно- імпульсом від поверхні рідини.

- б) Паралельно крізь прозоре скло за допомогою лінійки проводилось зчитування дійсного значення рівня рідини. Було проведено вимірювання окремо рівня технічної води, відпрацьованого моторного масла (як модельних середовищ) та їх загального рівня після відстою двофазної рідинної композиції (рис. 3.14).

Описані вимірювання були проведені за 3 рази при різних температурах навколишнього середовища (+10 °С, +15 °С, +20 °С). Зчитування значень часового інтервалу між зондуєчим і першим відбитим від поверхні рідини імпульсом виконувалося за допомогою ультразвукового дефектоскопу. Під час вимірювань використовуючи цифровий осцилограф – проводився запис форми відгуків ультразвукових сигналів від границі розділу вода-моторне масло і моторне масло-повітря з метою подальшої обробки.

Результати обробки вимірювань, виконаних в рамках експерименту, показані в таблиці 3.1.

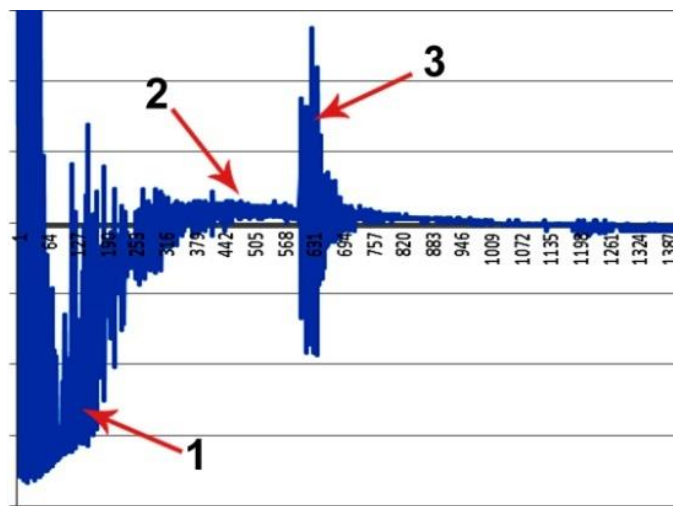
Приведена до діапазону похибка вимірювання рівня технічної води становить 2,92% (3,07 мм), а в разі вимірювання рівня відпрацьованого моторного масла - 5,64% (4,84 мм). Така різниця в точності визначення рівня і нижніх меж діапазонів вимірювання пояснюється значно меншою (до 30%) швидкістю поширення акустичних коливань в мастилі (легкої фракції скупчень) порівняно з технічною водою.

Таблиця 3.1– Результати вимірювань рівнів води і відпрацьованого моторного мастила (окремо)

№	Вимірювання рівня технічної води		Вимірювання рівня відпрацьованого моторного мастила	
	Дійсне значення, мм	Виміряне значення, мм	Дійсне значення, мм	Виміряне значення, мм
1.	6,5	10,8	9,5	сигнал відсутній
2.	7,7	12,9	13,6	13,9
3.	8,9	12,6	17,4	17,7
4.	10,2	13,2	21,0	21,0
5.	11,0	16,6	26,8	26,6
6.	13,5	11,4	31,1	33,1
7.	14,2	12,2	35,1	37,6
8.	15,3	13,5	40,1	44,3
9.	18,3	16,2	45,0	46,5
10.	23,5	21,7	48,6	52,6
11.	25,1	24,9	52,8	56,1
12.	36,6	33,3	53,8	62,6
13.	46,9	42,8	60,7	65,6
14.	53,6	49,3	63,2	72,3
15.	62,1	57,6	67,7	76,1
16.	67,3	63,2	77,2	88,3
17.	73,5	71,3	82,7	94,6
18.	78,7	76,1	88,9	96,5
19.	87,5	88,6	92,6	99,7
20.	110,2	104,0		
21.	111,6	111,4		

Значною проблемою, що виникла на етапі обробки результатів

вимірювань у промислових умовах, є наявність шумів в інформаційному сигналі на межі розділу двох рідких фаз, що в свою чергу може привести до неточностей щодо визначення обсягу скупчень – від цього залежить прийняття технічного рішення щодо його ліквідації та оцінці небезпеки для режимів транспортування газу. Додатковою складністю, поміченою в процесі польових досліджень стала так звана «гребінка» на поверхні рідини, що також ускладнює визначення фактичного рівня рідини. В результаті, при виконанні вимірювань за умови сумісної наявності технічної води і мастила не вдається візуально виявити сигнал, відбитий від межі розділу вода-мастило (рис. 3.15).



*1 – зондуєчий імпульс; 2 – луно-імпульс, відбитий від межі розділу вода-мастило (не виявляється, маскується шумом); 3 – луно-імпульс, відбитий від межі розділу мастило-повітря 4*

*Рисунок 3.15 – Осцилограма луна-сигналів, відбитих від межі розділу середовищ*

З метою вирішення поставленого завдання було вирішено застосувати згладжувальні поліноміальні фільтри Савицького-Голя [111, 112] з мінімальною квадратичною похибкою. Перевагою використання цих фільтрів є те, що вони залишають високочастотні компоненти сигналу – здійснюють поліноміальну апроксимацію окремих кадрів вхідного сигналу за



критерієм мінімуму квадратичної похибки.

На практиці, вимірювані сигнали містять випадковим чином осцилюючі складові. Амплітуда цих осциляцій змінюється в часі та за профілем поверхні труби. Завдяки комбінованому використанню спеціального фільтру такі осциляції можуть бути вилучені для забезпечення точного визначення часу приходу відображених сигналів (висоти рідинного шару). В цій роботі було використано комбінацію фільтрів рухомого середнього та фільтру Савицького-Голя як базового.

З точки зору статистики, рухоме середнє є імпульсним фільтром для аналізування точкових даних шляхом розрахунку середніх значень різних груп точок зі всього набору [113]. Рухоме середнє є не єдиним числом, а масивом чисел і кожне число в ньому є середнім значенням відповідної вибірки зі всього набору даних.

Рухоме середнє використовується в цьому випадку для первинного згладжування флуктуацій сигналу у часовому представленні та виділення тривалих у часі трендів чи циклів. Математично, рухоме середнє є конволюцією. У нашому випадку для розрахунку середнього значення ми використовували як минулі так і майбутні точки у часовому представленні сигналу – так зване центральне рухоме середнє, яке можна описати виразом:

$$y(n) = \frac{1}{n_L+n_R+1} \sum_{k=-n_L}^{n_R} x(n-k) \quad (3.3)$$

Далі за методикою, використовувався фільтр Савицького-Голя. Нерекурсивний імпульсний фільтр замінює кожне значення в послідовності лінійною комбінацією себе та певної кількості сусідніх членів. У випадку, якщо сутність оброблюваного сигналу є постійною чи лінійно змінною (у нашому випадку затухання сигналу у різних середовищах можна вважати лінійним) дозволяє уникнути використання затримки у результатах розрахунку (застосування фільтра) [113].

Принцип реалізації фільтрації методом Савицького-Голя полягає в

тому, що розраховують функцію в точці  $x_m$  за формулою (3.4):

$$SG(x_m) = \sum_{i=-\frac{N-1}{2}}^{\frac{N-1}{2}} \frac{p_{N,i} \cdot x_{m+i}}{h_N}, \quad (3.4)$$

де  $N$  – ширина вікна фільтра,

а  $p_N$  та  $h_N$  – встановлені вагові параметри:

$$p_3 = \{11, 6, -2\},$$

$$h_3 = 31,$$

$$p_5 = \{5, 3, -3\},$$

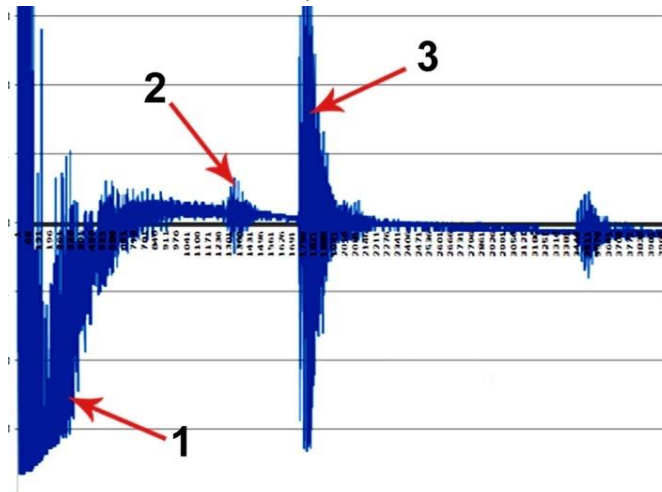
$$h_5 = 19.$$

Ці вагові параметри були визначені експериментальним шляхом методом послідовного перебору значень для конкретного випадку обробки сигналів. Під час обробки сигналів спочатку використовувався фільтр із розміром вікна 5 елементів (відповідає ваговим коефіцієнтам з індексом 5), а потім – 3 елементи. Така послідовність на першій стадії дозволило відфільтрувати значні флуктуації сигналу, а в подальшому – максимально згладити сигнал. Описана методика фільтрації надає належні результати виключно в разі, якщо висота рідинних скупчень перевищує 5-7 мм – це дозволяє витримати відстань між фактичними імпульсами, відбитими від поверхні труби та рідинних скупчень, які фільтри не згладжують між собою і дозволяють чітко ідентифікувати. Експериментальні дослідження підтвердили цю особливість – рівень менше 10 мм практично не виявляється, хоча позитивним є той факт, що для промисловості такий рівень і вважається критичним для безпечної та належної експлуатації МГ.

В результаті застосування процедури фільтрації вдалося істотно підвищити інформативність сигналів, відбитих від границі розділу вода-мастило – рисунок 3.16та значно покращити показник достовірності отриманих результатів.

Також вдалося виконати вимірювання загального рівня скупчень рідини в трубі за умови наявності технічної води та мастила після відстою

при різних співвідношеннях їх товщин (табл.3.2).



*1 - зондувальний імпульс; 2 - луно-імпульс, відбитий від межі розділу вода-мастило чітко ідентифікується; 3 - луно-імпульс, відбитий від межі розділу мастило-повітря*

*Рисунок 3.16 – Осцилограма луна-сигналів, відбитих від межі розділу середовищ після застосування процедури фільтрації*

*Таблиця 3.2 – Результати вимірювань рівнів води і моторного мастила (спільне накопичення)*

№	Вимірювання рівня скупчень рідини в порожнині трубопроводу		
	Дійсне значення рівня технічної води, мм	Дійсне значення рівня мастила, мм	Виміряне значення загального рівня рідини, мм
1.	92,0	38,0	136,5
2.	80,0	41,1	127,1
3.	66,3	48,5	110,9
4.	55,6	53,4	102,4
5.	46,8	57,6	99,4
6.	50,5	56,7	112,8
7.	45,6	58,7	107,3
8.	33,5	65,5	91,6
9.	35,4	63,8	95,7
10.	22,8	72,0	88,8
11.	14,4	77,5	86,4

Значення відносної похибки в цьому випадку для вимірювання рівня спільно технічної води і моторного мастила становить 6,2% (5,36 мм). Це підтверджує доцільність застосування запропонованого способу обробки луна-сигналів відбитих від границі розділу середовищ під час визначення наявності і вимірювання рівня скупчення рідини в порожнині діючого газопроводу.

### Висновки до розділу 3

З метою розробки ефективних засобів визначення наявності і вимірювання рівня скупчення рідини в порожнині діючого газопроводу було реалізоване наступне:

- а) для вирішення поставленої задачі вперше запропоновано застосувати ультразвуковий метод вимірювання рівня рідини, що дозволяє встановити наявність рідини в порожнині діючого газопроводу без втручання в процес транспортування газу. Можливість застосування ультразвукового методу вимірювання рівня рідини підтверджено результатами математичного моделювання поширення ультразвукових коливань через стінку газопроводу, рідину до границі розділу рідина-газ і у зворотному напрямку;
- б) розроблено систему для вимірювання рівня рідини в порожнині діючого газопроводу. Визначення рівня рідини проводилося в польових умовах без втручання в роботу газопроводу. Система складається з мережі контрольно-вимірювальних постів, які монтуються в місцях, де існує потенційна загроза накопичення рідини в газопроводі і портативного контрольного пристрою. Визначення рівня рідини ґрунтується на акустичному луно-імпульсному методі визначення товщини виробів. Процес контролю полягає в почерговому вимірюванні рівня рідини в газопроводі шляхом підключення пристрою контролю до кожного контрольно-вимірювального поста. В якості основи для контрольних постів пропонується обрати сучасні контрольно-вимірювальні колонки електрохімзахисту;
- в) проведено комплекс експериментальних досліджень для перевірки розробленої конструкції контрольно-вимірювальних постів. Проведені впродовж декількох років дослідження

показали працездатність розроблених КВП в польових умовах і забезпечення прийнятної для експлуатації точності, щодо вимірювання рівня рідини в порожнині газопроводу;

- г) на основі експериментальних досліджень двофазних скупчень рідин з різною густиною запропоновано застосовувати фільтрацію методом Савицького-Голя для обробки сприйнятого зашумленого луно-сигналу з метою визначення рівнів рідин з прийнятною для експлуатації точністю.

## РОЗДІЛ 4

### ПРОМИСЛОВА АПРОБАЦІЯ ТА ВПРОВАДЖЕННЯ МЕТОДУ ВИМІРЮВАННЯ РІВНЯ РІДИНИ В ПОРОЖНИНІ ДІЮЧОГО МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ І МЕТОДИКИ ВИЗНАЧЕННЯ ЇЇ ОБ'ЄМУ

Запропоновані в 2-му розділі теоретичні дослідження, щодо визначення об'єму рідини в порожнині газопроводу і розроблені у 3-му розділі практичні підходи, щодо вимірювання рівня рідини без втручання в роботу магістрального газопроводу (які успішно перевірені в лабораторних умовах) вимагають проведення випробувань на діючому газопроводі з метою оцінки працездатності і ефективності запропонованих рішень в промислових умовах транспортування газу.

Вищевказане є предметом досліджень цього розділу.

#### 4.1 Технологія проведення промислової апробації методу вимірювання рівня рідини в порожнині діючого газопроводу і методики визначення її об'єму

В 3-му розділі роботи запропоновано для визначення рівня рідини в порожнині магістрального газопроводу використовувати ультразвуковий метод, що дає змогу не втручатися в процес транспортування природного газу.

З метою проведення промислової апробації запропонованого методу вимірювання рівня рідини в порожнині діючого газопроводу і методики

визначення її об'єму обираються відкриті ділянки газопроводу із складним рельєфом (переходи через яри або балки), які є потенційно небезпечними для виникнення скупчень рідини. Додатковою умовою для вибору дослідної ділянки діючого газопроводу є наявність спеціалізованих пристроїв для дренажу рідини з порожнини магістрального газопроводу з метою оцінки її реального об'єму у порівнянні з теоретично визначеним.

Вимірювання рівня рідини на обраних дослідних ділянках діючого газопроводу проводилося згідно СТП 320.30019801.063-2002 «Магістральні та технологічні газопроводи. Елементи газопроводів. Ультразвуковий контроль» [115]. Для встановлення ультразвукового перетворювача обиралася найнижча точка дослідної ділянки діючого газопроводу. В даній точці знімалося ізоляційне покриття на площі 5×5 см, отримане поле контролю в нижній точці труби газопроводу очищалося від бруду та ізоляційного покриву. За допомогою напилка і наждачного паперу видалялися нерівності і гострі виступи на полі контролю, поверхню зачищали до значення шорсткості не менше  $R_z = 80$  мкм. Для забезпечення надійного акустичного контакту між ультразвуковим перетворювачем і підготовленою поверхнею труби газопроводу її ретельно протирали ганчіркою і наносили шар контактної мастила. Для контактної змазки використовували мастило типу «літол 24» (згідно ГОСТ 21150-87) [115].

В якості обладнання для вимірювання рідини в порожнині газопроводу без втручання в процес транспортування газу використовувався прямий суміщений ультразвуковий перетворювач з робочою частотою 2,5 МГц показаний на рис. 4.1а і портативний ультразвуковий дефектоскоп DiO 562LC, загальний вигляд якого представлено на рис. 4.2,б





а)

б)

а) ультразвуковий прямий суміщений перетворювач П11-2,5-К12-003;

б) портативний ультразвуковий дефектоскоп DiO 562LC

Рисунок 4.1 – Обладнання для проведення промислової апробації методу вимірювання рівня рідини в порожнині діючого газопроводу.

Для промислової апробації описаним способом запропонованої технології як вимірювальний пристрій було використано портативний цифровий ультразвуковий дефектоскоп DIO-562LC з наступними технічними характеристиками:

- діапазон частот – 0,5-20 МГц;
- затримки розгортки – 0-2900 мкс;
- діапазон контрольованих товщин – 0,3-8000 мм;
- мінімальна роздільна здатність за товщиною – 0,01 мм;
- часове регулювання підсилення – 80 дБ.

Для ідентифікації рівня рідини за допомогою приладу визначався час відбиття відклику від внутрішньої поверхні стінки труби та поверхні рідини (скупчень) – рівень рідини визначався за часом між третім та другим піками як видно з рисунку 4.2.



*Рисунок 4.2 – Екран дефектоскопу, при вимірюванні рівня скупчень в порожнині трубопроводу*

Додатковою діагностичною ознакою наявності скупчень в порожнині діючого газопроводу є також динамічна (змінна) так звана «гребінка» відклику від поверхні рідини, що пояснюється впливом незначних пульсацій тиску за зміни рівня пролягання трубопроводу, яке є характерним для відкритих ділянок (балкові та річкові переходи) на яких здійснювалась промислова апробація.

#### 4.2 Проведення промислової апробації методу вимірювання рівня рідини і методики визначення її об'єму в порожнині діючого газопроводу «Пасічна-Тисмениця»

Для проведення промислової апробації було обрано відкриті ділянки діючого газопроводу «Пасічна-Тисмениця» діаметром 325 мм і 525 мм

Богородчанського ЛВУМГ філії УМГ "ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ" (рис. 4.3). Для цієї ділянки характерні висхідні перепади висоти і потенційно небезпечні накопичення рідини в порожнині газопроводу (за даними технологічних оглядів). Для відводу рідини на даних ділянках врізані дренажні патрубки із запірною арматурою.



*Рисунок 4.3 – Відібрані для промислової апробації відкриті ділянки діючого газопроводу «Пасічна-Тисмениця» діаметром 325мм і 525мм відповідно*

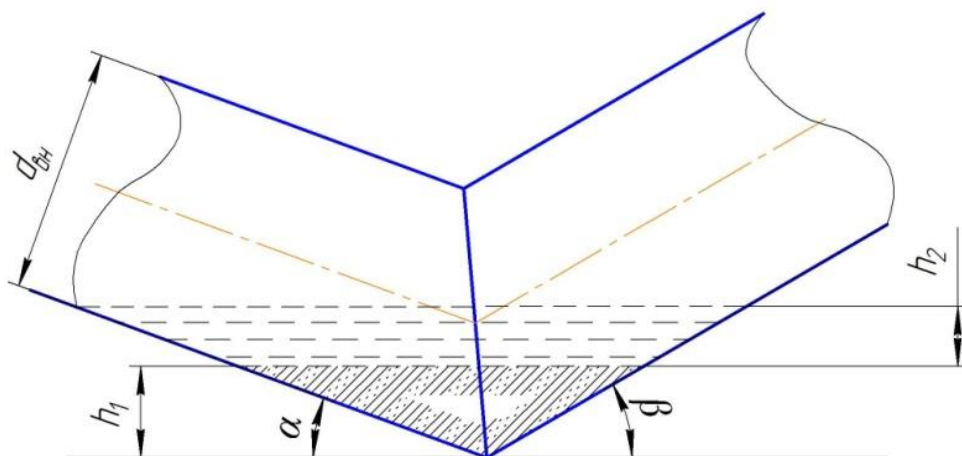
В процесі вимірювання було отримано чіткий відбитий луно-сигнал від поверхні накопиченої рідини в порожнині газопроводу (за наявності твердих відкладів на донній поверхні стінки труби магістрального газопроводу) і визначено, що рівень рідини в порожнині газопроводу для ділянки з діаметром 325 мм склав 10 мм, а для ділянки магістрального газопроводу з діаметром 530 мм – 205 мм (рис. 4.4), тобто рідина майже на половину перекриває переріз газопроводу, що підтверджується утворенням специфічних акустичних сигналів на ділянці скупчення рідини при проходженні газу.



*Рисунок 4.4 – Проведення вимірювання рівня рідини в порожнині діючого газопроводу «Пасічна-Тисмениця»*

Другою складовою промислової апробації було визначення об'єму рідини в порожнині досліджуваної ділянки діючого магістрального газопроводу на основі вимірних значень рівня рідини, технологічних параметрів досліджуваної ділянки і отриманої у 2-му розділі роботи залежності для визначення об'єму.

Для ділянки газопроводу з діаметром 325 мм визначений рівень рідини склав 10 мм. Відповідні технологічні параметри трубопроводу, для розрахунку об'єму рідини, згідно рисунку 4.5 мали наступні значення:  $\alpha = 5^\circ$ ,  $\beta = 9^\circ$ ,  $d_{вн} = 309$  мм,  $h_1 = 10$  мм.



*Рисунок 4.5 – Необхідні параметри ділянки газопроводу для розрахунку об'єму рідини в його порожнині*

Отримавши всі необхідні дані, провели розрахунок об'єму рідини (для досліджуваної ділянки газопроводу з діаметром труби 325 мм):

Маючи дані приладових вимірів за їх значеннями знаходимо необхідні значення параметрів для подальших розрахунків константи за наступними виразами:

$$\alpha = 5^\circ, \beta = 9^\circ, d_{\text{ен}} = 309 \text{ мм} = 3,09 \text{ дм}; h_1 = 10 \text{ мм} = 0,1 \text{ дм};$$

$$A_1 = -\left(\text{tg}\left(\frac{\alpha + \beta}{2}\right) + \text{ctg}(\alpha)\right) = -\left(\text{tg}\left(\frac{5+9}{2}\right) + \text{ctg}(5)\right) = -11,553$$

$$A_2 = -\left(\text{tg}\left(\frac{\alpha + \beta}{2}\right) + \text{ctg}(\beta)\right) = -\left(\text{tg}\left(\frac{5+9}{2}\right) + \text{ctg}(9)\right) = -6,437$$

$$B_1^{h_1} = \frac{d_{\text{ен}}}{2} \cdot A_1 + \frac{h_1}{\sin(\alpha)} = \frac{3,09}{2} \cdot (-11,553) + \frac{0,1}{\sin(5)} = -17,626$$

$$B_2^{h_1} = \frac{d_{\text{ен}}}{2} \cdot A_2 + \frac{h_1}{\sin(\beta)} = \frac{3,09}{2} \cdot (-6,437) + \frac{0,1}{\sin(9)} = -9,82$$

$$C_1 = \arccos\left(\frac{2 \cdot (-17,626)}{-11,553 \cdot 3,09}\right) = 0,351$$

Обчисливши необхідні константи і підставляючи їх у вираз для обчислення кількості рідини в порожнині магістрального газопроводу Ду325 отримали наступний результат:

$$V_{h_1} = \frac{\frac{d_{\text{ен}}^2}{4} \cdot \left\{3 \cdot C_1 \cdot (B_1^{h_1} + B_2^{h_1}) - d_{\text{ен}} \cdot \sin(C_1) \cdot (A_1 + A_2)\right\} - \text{tg}(C_1) \cdot \left(\frac{(B_1^{h_1})^3}{A_1^2} + \frac{(B_2^{h_1})^3}{A_2^2}\right)}{3} =$$

$$= \frac{1}{3} \left[ \frac{30,9^2}{4} \cdot \left\{3 \cdot 0,351 \cdot (-17,626 - 9,82) - 30,9 \cdot \sin(0,351) \cdot (-11,553 - 6,437)\right\} - \text{tg}(0,351) \cdot \left(\frac{(-17,626)^3}{(-11,553)^2} + \frac{(-9,82)^3}{(-6,437)^2}\right) \right] = 0,053 \text{ л}$$

Стравлювання газу з дренажних патрубків показало фактичну відсутність рідини в порожнині магістрального газопроводу на контрольованій ділянці, що фактично було підтверджено теоретичним розрахунком об'єму рідини.

Далі проводимо аналогічний розрахунок для ділянки газопроводу з діаметром 530 мм, де визначений рівень рідини склав 205 мм. Відповідні

технологічні параметри трубопроводу, для розрахунку об'єму рідини, згідно рисунку 4.5 мали наступні значення:  $\alpha = 5^\circ$ ,  $\beta = 30^\circ$ ,  $d_{\text{вн}} = 514 \text{ мм}$ ,  $h_1 = 205 \text{ мм}$ .

Розрахунок об'єму рідини (для досліджуваної ділянки газопроводу з діаметром труби 530 мм):

Знову ж таки, маючи дані приладових вимірів за їх значеннями знаходимо необхідні для подальших розрахунків константи за наступними виразами:

$$\alpha = 5^\circ, \beta = 30^\circ, d_{\text{вн}} = 514 \text{ мм} = 5,14 \text{ дм}; h_1 = 205 \text{ мм} = 2,05 \text{ дм};$$

$$A_1 = -\left(\text{tg}\left(\frac{\alpha + \beta}{2}\right) + \text{ctg}(\alpha)\right) = -\left(\text{tg}\left(\frac{5 + 30}{2}\right) + \text{ctg}(5)\right) = -11,745$$

$$A_2 = -\left(\text{tg}\left(\frac{\alpha + \beta}{2}\right) + \text{ctg}(\beta)\right) = -\left(\text{tg}\left(\frac{5 + 30}{2}\right) + \text{ctg}(30)\right) = -2,047$$

$$B_1^{h_1} = \frac{d_{\text{вн}}}{2} \cdot A_1 + \frac{h_1}{\sin(\alpha)} = \frac{5,14}{2} \cdot (-11,745) + \frac{2,05}{\sin(5)} = -7,31$$

$$B_2^{h_1} = \frac{d_{\text{вн}}}{2} \cdot A_2 + \frac{h_1}{\sin(\beta)} = \frac{5,14}{2} \cdot (-2,047) + \frac{2,05}{\sin(30)} = -1,274$$

$$C_1 = \arccos\left(\frac{2 \cdot (-7,31)}{-11,745 \cdot 5,25}\right) = 1,331$$

Підставляючи отримані значення констант у вираз для визначення об'єму виявлених в порожнині газопроводу скупчень, отримуємо наступний результат:

$$V_{h_1} = \frac{1}{3} \left[ \frac{d_{\text{вн}}^2}{4} \cdot \left\{ 3 \cdot C_1 \cdot (B_1^{h_1} + B_2^{h_1}) - d_{\text{вн}} \cdot \sin(C_1) \cdot (A_1 + A_2) \right\} - \text{tg}(C_1) \cdot \left( \frac{(B_1^{h_1})^3}{A_1^2} + \frac{(B_2^{h_1})^3}{A_2^2} \right) \right] =$$

$$= \frac{1}{3} \left[ \frac{51,4^2}{4} \cdot \left\{ 3 \cdot 1,331 \cdot (-7,31 - 1,274) - 51,4 \cdot \sin(1,331) \cdot (-11,745 - 2,047) \right\} - \text{tg}(1,331) \cdot \left( \frac{(-7,31)^3}{(-11,745)^2} + \frac{(-1,274)^3}{(-2,047)^2} \right) \right] = 87,36 \text{ л}$$

Після проведених розрахунків та отримання їх результату нами було проведено вилучення накопиченої на контрольованій ділянці магістрального газопроводу рідини через дренажні патрубки у технологічну ємність. Фактичний об'єм рідини склав 96 л.

Як видно із результатів проведеної роботи отримані теоретично та практично об'єми рідинних скупчень в обох випадках добре співставляються і похибка не перевищує 10 %.

Проведення вище описаних робіт підтверджено актом промислової апробації (Додаток В).

#### 4.3 Впровадження у виробничий процес та розрахунок економічного ефекту методу вимірювання рівня рідини і методики визначення її об'єму на магістральному газопроводі «Острогозьк – Шебелинка» П н. Куп'янського ЛВУ МГ філії УМГ «ХАРКІВТРАНСГАЗ»

Система моніторингу наявності рідини та бруду в порожнині діючого магістрального газопроводу була успішно застосована для моніторингу ділянки магістрального газопроводу «Острогозьк – Шебелинка» П н. Ду 1220, Ру 5,5 МПа, км 165 Куп'янського ЛВУ МГ філії УМГ «ХАРКІВТРАНСГАЗ» в 2015 році (Додаток Г).

Спеціалістами фінансового відділу філії УМГ «ХАРКІВТРАНСГАЗ» проведено розрахунок економічного ефекту за 2014 р. від впровадження системи у виробничий процес на вищезгаданій ділянці МГ в Куп'янському ЛВУ МГ.

Витрати на монтаж, налагодження і впровадження системи моніторингу магістральних газопроводів на предмет виявлення місць та об'єму скупчень рідини та бруду в порожнині труби – 47,4 тис. грн. (фактична вартість робіт взята із калькуляції ІФНТУНГ, включаючи відрядження спеціалістів).

Вартість системи – 179,8 тис. грн. (прейскурант виробника).

Вартість робіт із локалізації та ліквідації рідини та бруду із місць виявлених скупчень на МГ "Острогозьк – Шебелинка" П н. Ду 1220, Ру 5,5

МПа, км 165 Куп'янського ЛВУ МГ філії УМГ "ХАРКІВТРАНСГАЗ" – 439,5 тис. грн. (калькуляція Куп'янського ЛВУМГ).

Розрахунок економічного ефекту:

$$439,5 - 47,4 - 179,8 = 212,3 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження результатів дисертаційної роботи у виробничий процес на ділянці МГ "Острогозьк – Шебелинка" II н. Куп'янського ЛВУ МГ філії УМГ "ХАРКІВТРАНСГАЗ" склав за 2014 рік 212,3 тис. грн. (Додаток Д).

#### 4.4 Розробка проекту нормативного документу, що реалізує запропоновану технологію

Оскільки проблема виявлення наявності, оцінювання об'єму та вилучення скупчень з магістральних трубопроводів, як потенційно небезпечних об'єктів, є питанням забезпечення технологічної безпеки, його слід розглядати з позицій оцінювання її ризиків саме цієї ж безпеки. Показники, що характеризують технологічну безпеку, мають на меті забезпечити три основні потреби:

- 1) внутрішній моніторинг та аналіз діяльності, що має відношення до системи управління для зміцнення захисних бар'єрів та зниження ймовірності аварійних ситуацій;
- 2) оцінювання достатності прийнятих заходів із забезпечення технологічної безпеки на відповідність чинним вимогам нормативних документів;
- 3) забезпечення прозорого розкриття інформації про діяльність для зацікавлених сторін. У компаній є багато можливостей



комунікації із такими сторонами, але одним важливим регулярним, і як правило щорічним, каналом – є звіти зі сталого розвитку (рис. 4.6).



*Рисунок 4.6 – Ієрархія показників технологічної безпеки*

Для задоволення потреб, що вказані вище, показники технологічної безпеки очевидно будуть різнитись в межах окремої компанії від рівня установки до корпоративного рівня. Вибір коректних даних та інформації на корпоративному рівні є важливим, оскільки вони формують багатозначні основні експлуатаційні показники (ОЕП).

Вибір ефективних показників є непростю задачею, а саме показників, які сприяють підвищенню технологічної безпеки на рівні устаткування. Це зумовлює необхідність у глибокому дослідженні і розумінні найбільш критичних бар'єрів для управління ризиками, незважаючи на те чи є ризики властиві тільки окремому устаткуванню, чи до групи аналогічних установок, чи до компанії в цілому.

Для ідентифікації прийнятних бар'єрів та вибору відповідних показників технологічної безпеки рекомендованим є підхід, що зображений на рисунку 4.7.

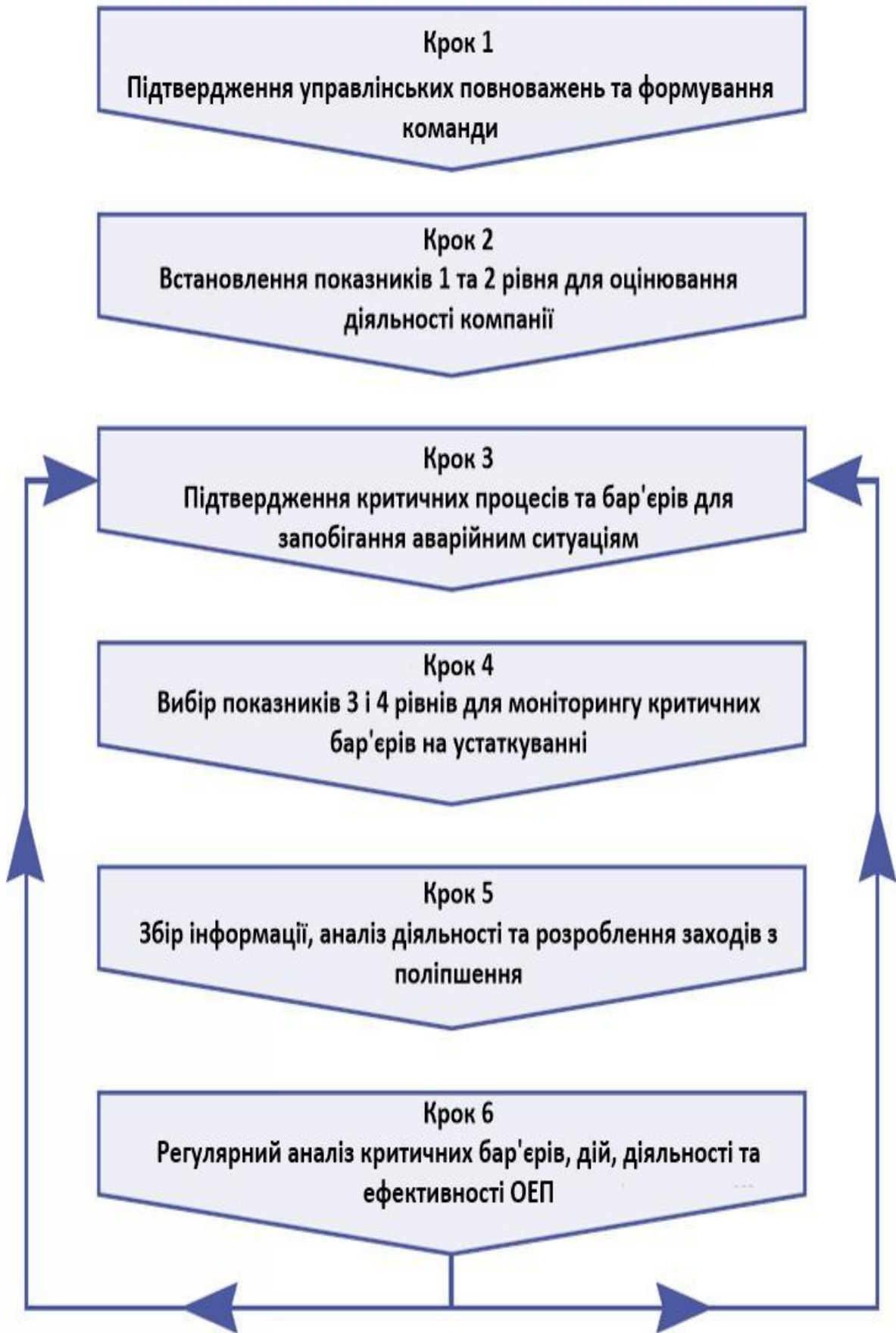


Рисунок 4.7 – Підхід для вибору та аналізу показників технологічної безпеки

Показники 1 та 2 рівня для нафтогазових підприємств застосовують, як правило, до діяльностей з транспортування і підземного зберігання газу у сховищах через властивий потенціал до порушення первинної захисної оболонки [117]. Показники 3 і 4 рівнів, в основному, призначені для моніторингу та аналізування систем управління ризиками (тобто, бар'єрами) на експлуатаційному рівні. Бар'єри можуть бути фізичними або людськими (м'якими). М'які бар'єри, як правило, відносяться до систем управління, і до них належать процедури і процеси, навчання, тренінги і т.д.

Як вказано вище, бар'єри можна оцінити за допомогою комбінації випереджувальних та запізнілих ОЕП. Показники 4 рівня є випереджувальними і забезпечують моніторинг експлуатаційної діяльності для підтримання або підсилення бар'єрів; тоді як показники 3 рівня є більш запізнілими і фіксують кількість фактичних або потенційно небезпечних відмов бар'єра.

Показник 3 рівня фіксує операційну ситуацію, як правило потенційно небезпечну, яка активізує систему безпеки через слабкі місця у бар'єрах. Показник 4 рівня відображає діяльність окремих бар'єрів або їх компонентів в межах системи управління або експлуатаційного режиму –  
Таблиця 4.1.

Наявність, обсяг та режим вилучення скупчень в порожнині діючих газопроводів відображає відразу кілька показників їх технологічної безпеки, їх було проаналізовано з метою ідентифікації можливих напрямків управлінської роботи (табл.4.1.).

Таблиця 4.1 – Номенклатура показників технологічної безпеки що стосуються скупчень в порожнині діючого газопроводу

Бар'єр/система управління ризиками	Показник технологічної безпеки (рівень 3)	Показник технологічної безпеки (рівень 4)
1	2	3
<p>Управління та залучення персоналу (УЗП) до заходів безпеки/ узгодженості роботи об'єкту</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Відсотковий показник перевірок керівників, переданих підлеглим</li> <li>• % зустрічей з охорони праці, які не були відвідані персоналом, що працює саме в той день</li> <li>• Кількість слабких місць, включаючи небезпечні умови, визначені УЗП</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• % перевірок керівників завершених робочих місць</li> <li>• Кількість годин загалом, витрачених на діяльність УЗП керівниками та персоналом</li> <li>• % запроваджених міркувань УЗП</li> <li>• Вплив результатів дослідження думок/ставлення персоналу на узгодженість роботи об'єкту/бар'єри технологічної безпеки, включаючи лідерство, конкуренцію, культура безпеки та конструкція устаткування</li> </ul>
<p>Компетенція персоналу (які відносяться до найманих працівників та підрядників, а також а) оператори; б) інспектори якості продукції; в) керівники та г) технічні органи )</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Кількість дійсних чи найближчих невиконань, відвідин підприємств, пошкоджень устаткування</li> <li>• Кількість працівників у кожній категорії персоналу, стажування яких розпочалось невчасно</li> <li>• % час, коли не обслуговуваними залишались об'єкт/важливі частини технологічної безпеки</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• % персоналу, які за оцінками мають і) частково, ii) повністю та iii) значно більше перевершувати критерії окремої компетентності щодо важливих ролей в узгодженості роботи всього об'єкту/технологічній безпеці в кожній з категорій персоналу</li> <li>• Кількість та результат періодичних перевірок на визначення точності знань про об'єкт/процес</li> </ul>

1	2	3
Технологічні процеси	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Кількість виробничих помилок, через неправильність чи некоректність процесів</li> <li>• Кількість виробничих спрощень, визначених можливими невиконаннями та аварійними ситуаціями</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• % процесів, які підлягали перегляду та були оновлені</li> </ul>
Перевірка та технічне обслуговування (зосередження на устаткованні, важливому для узгодженості роботи всього об'єкту/технологічної безпеки)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Кількість дійсних чи найближчих невиконань, як наслідок неналежних перевірки та технічного обслуговування</li> <li>• Кількість не рутинних та аварійних технічних обслуговувань</li> <li>• Кількість технологічних витоків, виявлених під час роботи чи простоювання</li> <li>• Кількість тимчасових ремонтів або відкладених одиниць технічного обслуговування</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• % вчасно завершеного плану технічного обслуговування</li> <li>• % запланованого технічного обслуговування на противагу повному технічному обслуговування (включаючи незаплановані)</li> </ul>
Проектування установки	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Кількість аварійних ситуацій та можливих невиконань, де помилки в установці визначають як другорядну причину</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Кількість змін після початку запуску, які повинні бути здійснені згідно з Технічним експлуатуванням</li> <li>• Кількість відхилень від застосовуваних кодів та стандартів</li> <li>• % устаткування/систем, що визначає безпеку разом з дійсними проектними кодами</li> </ul>

1	2	3
Безпечна автоматизація та попереджувальна сигналізація (БАПС)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Загальна кількість активувань БАПС, заявлена в процесі експлуатування</li> <li>• Загальна кількість відмов БАПС, заявлена в процесі випробувань</li> <li>• Кількість попереджувальних сигналів на годину</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Середня тривалість між спрацюванням сигналізації та реагуванням оператора</li> <li>• Кількість окремих випробувань БАПС порівняно з графіком</li> </ul>
Управління в умовах надзвичайних ситуацій	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Кількість елементів реагування на НС, що не повністю функційні у випадку               <ul style="list-style-type: none"> <li>а) справжньої НС</li> <li>б) тренувальної НС</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Кількість тренувальних НС відповідно до графіку та повний обсяг витраченого часу</li> <li>• % штату працівників, які приймали участь в тренувальній НС</li> <li>• Кількість устаткування, що застосовують в разі НС та механізмів аварійної зупинки, що були випробувані на противагу запланованому графіку</li> </ul>
Відповідність стандартам	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Кількість порушень відповідності, що стосуються узгодженості роботи всього об'єкту/технологічної безпеки</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• % існуючих стандартів, переглянутих відповідно до графіка для забезпечення поновлюваного статусу</li> </ul>

Необхідно відзначити, що на сьогоднішній день в газовій промисловості функціонує система управління цілісністю магістральних газопроводів.

Враховуючи, що газотранспортна система є одним з найскладніших об'єктів паливо-енергетичного комплексу, тому питання пов'язані з підвищенням ефективності її експлуатації і якісного забезпечення надійності, а відповідно і діагностування її об'єктів є актуальними, особливо з урахуванням збільшення термінів експлуатації. У рішеннях даного роду

питань важлива роль відводиться управлінню цілісністю і централізованого моніторингу технічного стану об'єктів магістральних газопроводів. Тому, в свій час, за завданням АТ "Укргазпром" "Трубопровідною інтеграційною компанією" спільно з угорською фірмою-розробником програмного забезпечення "riLINE", була розроблена і введена в експлуатацію геоінформаційна система (ГІС) паспортизації та технічного моніторингу лінійної частини МГ «ІСТГН» «Інформаційна система трас газонафтопроводів».

Система оперує атрибутивною інформацією елементів трубопроводу спільно з їх графічним представленням на картографічному матеріалі. Вона призначена для ведення обліку даних, які змінюються в часі на лінійній частині газотранспортної системи, для нагляду за технічним станом та видачі оперативної інформації безпосередньо на робоче місце оператора.

У базу даних системи вводяться дані за весь період експлуатації трубопроводу: проектування, будівництво, експлуатація. Класифікація даних по тематиках в Системі ІСТГН представлена на рис. 4.8.

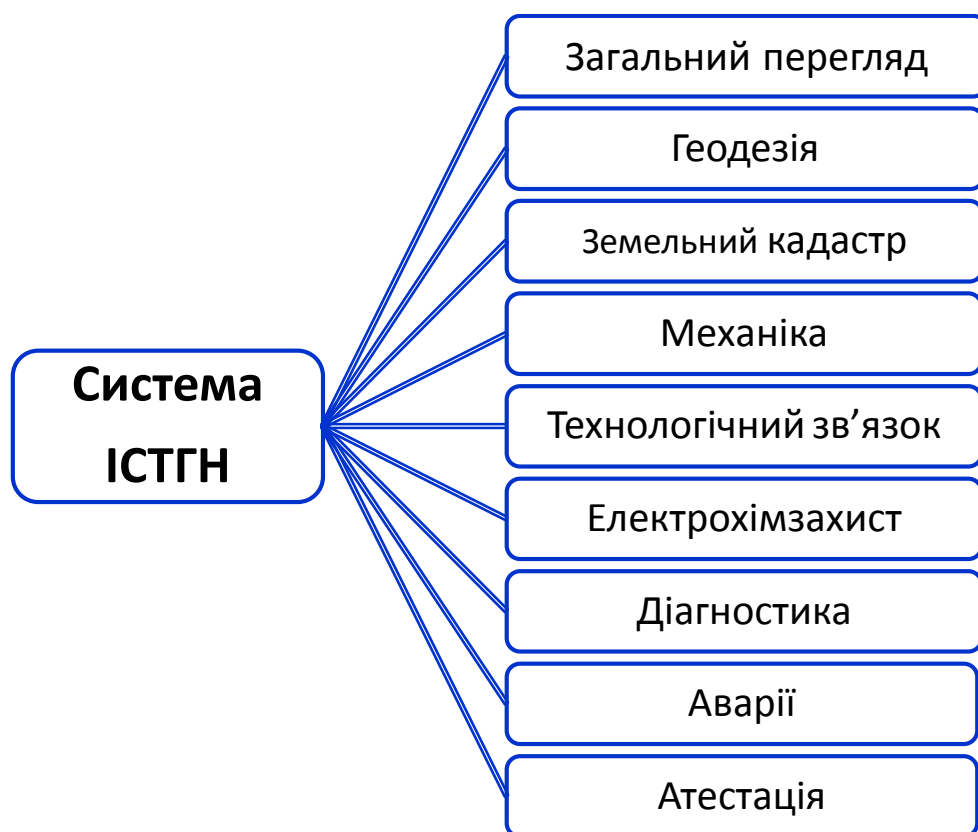


Рисунок 4.8 – Класифікація даних по тематиках в Системі ІСТГН

Загальний перегляд. Узагальнююча інформація про підрозділи підприємства відповідно до адміністративної структури підприємства, характер місцевості, по якій проходить трубопровід, системи магістральних газопроводів та їх об'єктів на цифрових картах.

Геодезія. Графічна інформація, яка базується на цифрових векторних планах трас газопроводів в М 1: 10000, де відображуються осі магістральних газопроводів, споруди та комунікації в межах охоронної зони.

Земельний кадастр. Дані про всіх землекористувачів, володіння яких перетинають газопроводи, тип сільськогосподарських угідь, порушення охоронної зони та ін.

Зв'язок. Відображення інформації про об'єкти відомчого зв'язку, проходження трас зв'язку, розташування і типи мережевого обладнання.

Технологія. Дані по трубопроводах, запірній арматурі, відводах, майданчиках аварійного запасу труб, їх технічні параметри, типи і характеристики труб, кожухів та їх конструкція, журнали зварювання, інформація про ізоляційне покриття, хімічні та фізико-механічні властивості металу труб, креслення, фотографії.

Електрохімзахист (ЕХЗ). Загальний облік і можливість систематичного поновлення результатів вимірювань стану антикорозійного захисту

Паспортні характеристики установок катодного захисту, установок дренажного захисту, контрольно-вимірювальних пунктів, анодних полів, їх типи і конструкція, креслення, фотозйомки об'єктів, їх місцезнаходження, результати сезонних, щомісячних, комплексних корозійних вимірювань. Інформація про стан катодного захисту трубопроводу і локалізація місць пошкодження ізоляції.

Діагностика. Призначений для відображення результатів внутрішньотрубної діагностики. Містить інформацію про аномалії стінок трубопроводу, їх тип, характеристики, місцезнаходження, розміри, типи дефектів металу, аномалії внутрішнього діаметра труби, зміни товщини



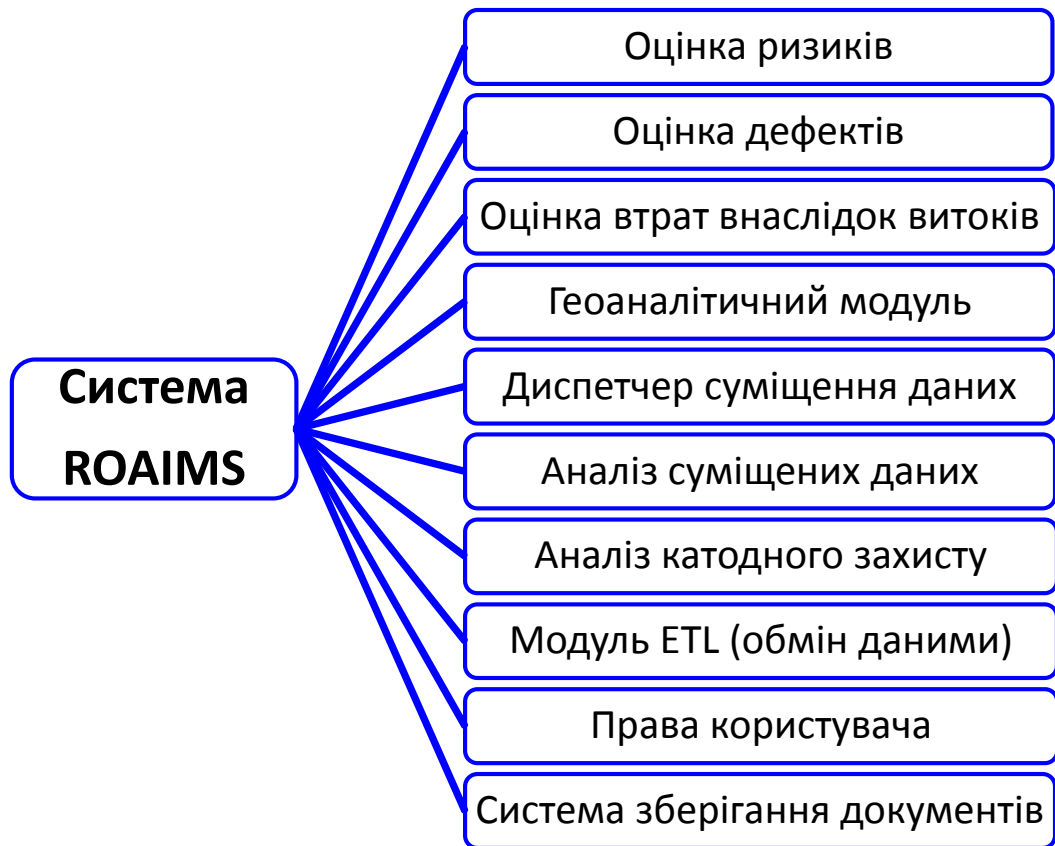
стілки, врізки, відводи, хомути, латки, захисні кожухи та інше. Існує можливість вводити діагностичні дані з різних вимірювальних систем, аналізувати і зіставляти різнотипні дані, які отримані різноманітними діагностичними методами.

Аварії. Призначений для обліку аварій і заходів щодо їх локалізації, складання планів підходу до місця аварії, виведення експрес інформації про навколишнє середовище.

Атестація. Комплексна оцінка стану трубопроводу на базі наявної в системі інформації, зіставлення різних типів даних з результатами вимірів, локальний і глобальний аналіз. Результати виводяться у вигляді проміжків динамічного сегментування в залежності від ступеня небезпеки або черговості усунення дефекту. Передбачена можливість введення до трьох атестаційних методик. Результати розрахунків представляються в графічному вигляді або у вигляді звітів.

Іншим програмним забезпеченням призначеним для управління цілісністю об'єктів, яке впроваджується в ПАТ "Укртрансгаз", є ROAIMS фірми «ROSEN». Воно використовує набір взаємодіючих програмних інструментів, які допомагають операторам підтримувати трубопроводи в безпечному стані.

Це програмне забезпечення є модульною системою з можливостями налагодження під специфічні вимоги оператора. Програмний пакет ROAIMS дає можливість визначати ділянки з високим рівнем ризику використовуючи оціночні критерії, проводити аналіз швидкості корозії для планування заходів щодо збереження цілісності об'єктів, визначати обсяги можливих витоків внаслідок розривів, дані про знаходження місць накопичення рідини та бруду в магістральних газопроводах. Загальна структура системи ROAIMS зображена на рисунку 4.9.



*Рисунок 4.9 – Загальна структура системи ROAIMS*

Оцінка ризиків. Дозволяє визначити і оцінити активні загрози цілісності трубопроводу, проводити їх ранжування.

Оцінка дефектів. Дозволяє проводити аналіз і складання звітів за результатами внутрішньотрубної дефектоскопії, а також накладати на них результати комплексних корозійних обстежень магістральних газопроводів. Також проводити оцінку дефектів трубопроводів за показниками, які визначаються відповідними нормативними документами.

Оцінка втрат внаслідок витоків. Дозволяє розробляти ефективні заходи проти забруднення навколишнього середовища і складати плани дій при аварійних ситуаціях.

Геоаналітичний модуль. Призначений для подання графічно результатів обробки даних з нанесенням їх на географічну карту, також є можливість проводити сегментацію трубопроводу за географічними ознаками.

Диспетчер суміщення даних. Призначений для перетворення і

об'єднання даних для подальшого використання в єдиній системі координат.

Аналіз суміщених даних. Вирішує завдання пов'язані з об'єднанням і порівнянням різних видів даних виконаних у різний час. Дозволяє виконувати сегментацію для визначення ступеня деталізації для модуля «Оцінка ризиків».

Аналіз катодного захисту. Розміщує дані катодного захисту трубопроводів. Дозволяє здійснювати аналіз результатів корозійних досліджень трубопроводу.

Модуль ETL (від англ. слів Extract, Transform and Load – розпакувати, перетворити та завантажити) – обмін даними. Призначений для завантаження файлів з результатами обстежень трубопроводів для подальшого аналізу.

Права користувача. Даний модуль використовується для управління правами користувачів системи ROAIMS. Дає можливість створювати різні рівні роздачі прав користувачам для доступу до тих чи інших даних.

Система зберігання документів. Дозволяє зберігати документи в середовищі програмного пакету ROAIMS.

Як висновок можна сказати, що використання вище розглянутих систем дозволяє підвищити якість моніторингу технічного стану магістральних газопроводів, що в свою чергу вплине на підвищення ефективності технічного обслуговування та ремонту газопроводів, забезпечить прийняття оптимальних та обґрунтованих рішень щодо підвищення та підтримання надійності, оптимізації фінансових витрат на експлуатацію газотранспортної системи.

На підставі запропонованої міжнародної практики управлінських рішень щодо питань технологічної безпеки в нафтогазовій галузі та враховуючи досвід експлуатації систем управління цілісністю магістральних газопроводів в ГТС України, зважаючи на те, що на сьогоднішній день відсутній загальнодержавний нормативний документ для газотранспортної галузі в цілому, в тому числі гармонізований з європейськими НД, а також з метою створення умов для широкого промислового використання отриманих

результатів дисертаційної роботи і було розроблено відповідний проект СОУ. На даний час цей проект проходить апробацію на виробничих підрозділах ПАТ "УКРТРАНСГАЗ", збираються та аналізуються пропозиції філій та апаратів управління, проводяться консультації з провідними фахівцями газової галузі з різних питань цього стандарту, вносяться правки та формується остаточний варіант цього документу.

## Висновки до розділу 4

Апробований метод визначення рівня рідини в порожнині діючого газопроводу дозволяє оперативно без втручання в роботу магістрального газопроводу та зупинки транспортування газу діагностувати наявність, вимірювати рівень і визначати об'єм рідини в порожнині діючого газопроводу. Похибка визначення об'єму рідини (до 10%) є прийнятною для прийняття експлуатаційного рішення щодо своєчасного вилучення рідини з порожнини газопроводу у встановленому порядку попереджуючи виникнення аварійних ситуацій і зменшення технологічних ризиків при експлуатуванні газотранспортних систем.

Економічний ефект від впровадження результатів дисертаційної роботи у виробничий процес на ділянці МГ "Острогозьк – Шебелинка" П н. Куп'янського ЛВУ МГ філії УМГ "ХАРКІВТРАНСГАЗ" склав за 2014 рік 212,3 тис. грн.

З метою забезпечення широкого використання результатів досліджень в промисловості відповідно до міжнародної практики в сфері технологічної безпеки було розроблено проект СОУ, що реалізує запропоновану технологію, у зв'язку з відсутністю гармонізованих вітчизняних та європейських відповідних нормативних документів.

Описані у розділі результати промислової апробації наукових досліджень виконувались в рамках виконання держбюджетних договорів «Розроблення новітніх неруйнівних методів діагностики та моніторингу деградації матеріалів металоконструкцій довготривалої експлуатації» (номер держреєстрації 0111U002999) та «Управління ризиками безпечної

експлуатації протяжних потенційно небезпечних інженерних споруд за наявності геодинамічних впливів» (номер держреєстрації 0111U001361), у яких автор був безпосереднім виконавцем.

## ВИСНОВКИ

На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень вирішено актуальне науково-прикладне завдання з удосконалення методів експлуатації магістральних газопроводів шляхом розроблення й промислової апробації нового методу і засобу діагностування скупчень у порожнинах лінійної частини газопроводів, а саме:

1. Проведено аналіз сучасних вітчизняних і закордонних учених, а також стан методичного, технічного і нормативного забезпечення проведення технічного діагностування, який показав, що проблема діагностування місця й об'єму скупчень у лінійній частині магістральних трубопроводів не має ефективного та однозначного вирішення, що значною мірою знижує продуктивність і енергозатрати на транспортування газу, а, в окремих випадках, значно ускладнює процес їх внутрішньотрубного діагностування.
2. У результаті теоретичних досліджень розроблено аналітичні методи визначення локалізації та об'єму скупчення нетехнологічної рідини в порожнині магістрального газопроводу, що дає можливість за мінімальною кількістю вхідних параметрів із достовірністю 0,83 визначати наявність і розміри таких скупчень.
3. Запропоновано для оцінки об'єму скупчень використовувати акустичний метод, що полягає в установленні експериментальних залежностей амплітуди ультразвукових коливань від типу і товщини нетехнологічного включення і температури навколишнього середовища, що дає можливість з високою точністю (більше 0,9) незалежно від параметрів навколишнього середовища визначати наявність і об'єм включень.
4. Розроблено, виготовлено й апробовано в промислових умовах на

діючому магістральному газопроводі дослідно-експериментальний взірець і технологію інформаційно-вимірювальної системи моніторингу наявності і об'єму рідин у порожнині магістрального газопроводу.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Природний газ: інноваційні рішення для сталого розвитку: монографія / Загальна редакція: проф. О.М. Карпаш. Редакційна колегія: Райтер П.М., Карпаш М.О., Яворський А.В., Тацакович Н.Л., Рибіцький І.В., Дарвай І.Я., Банахевич Р.Ю., Височанський І.І. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. –398 с., іл. – ISBN 978-966-694-215-2.
2. Банахевич Р. Ю. Методики визначення місць скупчень і об'єму рідини в порожнині діючого газопроводу / Р.Ю. Банахевич, А.В. Яворський, М.О. Карпаш, Я.В. Рожко, С.В. Великий // Нафтогазова енергетика. – 2014. – № 1. – С. 55 – 63. – ISSN 1993-9868. – Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/j-pdf/Nge\\_2014\\_1\\_8.pdf](http://nbuv.gov.ua/j-pdf/Nge_2014_1_8.pdf).
3. Банахевич Р.Ю. Фактори та причини виникнення гідратних утворень в порожнинах труб при магістральному транспорті газу / Р.Ю. Банахевич, В.О. Крупка, В.П. Лук'яненко // Теорія і практика будівництва. – 2011. – №8. – С. 3 – 6. – Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/j-pdf/Tipb\\_2011\\_8\\_2.pdf](http://nbuv.gov.ua/j-pdf/Tipb_2011_8_2.pdf).
4. Карпаш О.М. Экспериментальные исследования метода определения уровня жидкостных скоплений в полости магистральных газопроводов [Электронный ресурс]/ О.М.Карпаш, Р.Ю.Банахевич, М.О.Карпаш, А.В.Яворский, И.В. Рыбицкий // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – №5. – С.244 – 257.–ISSN 2073-0128.– Режим доступу: [http://ogbus.ru/authors/KarpashOM/KarpashOM\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/KarpashOM/KarpashOM_1.pdf).
5. Карпаш О.М. Разработка системы оценки уровня жидкости в полостях действующих газопроводов / О.М.Карпаш, И.В. Рыбицкий, А.В. Яворский, М.О. Карпаш, Р.Ю. Банахевич // Газовая промышленность. – 2011. – Приложение/2011. – С. 13 – 15.– ISSN0016-5581.
6. Марченко А.И. Анализ методов диагностирования труб магистральных газопроводов / А.И. Марченко, Ю.В. Ильницький, Р.Ю. Банахевич //

- Газовая промышленность. – 2011. – Приложение/2011. – С. 38 – 40.– ISSN0016-5581.
7. Банахевич Ю.В. Досвід ідентифікації виявлених дефектів внутрішньотрубною діагностикою в ДК «УКРТРАНСГАЗ»/ Ю.В. Банахевич, Р.Ю. Банахевич // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. –2013. –№ 02. С. 40 – 46. – ISSN0955-3835. – Режим доступу: <http://patonpublishinghouse.com/tdnk/pdf/2013/tdnk201302all.pdf>.
  8. Банахевич Р.Ю. Досвід діагностичного обстеження вантового переходу МГ Івацевичі – Долина П н. через ріку Дністер / Р.Ю. Банахевич, В.О. Крупка, О.М. Марчук //Теорія і практика будівництва. – 2011. – №7. – С. 24 – 27. – Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/j-pdf/Tipb\\_2011\\_7\\_7.pdf](http://nbuv.gov.ua/j-pdf/Tipb_2011_7_7.pdf).
  9. Карпаш О.М. Розроблення системи для оцінювання рівня рідини в порожнинах діючих газопроводів / О.М. Карпаш, І.В. Рибицький, А.В. Яворський, М.О. Карпаш, Р.Ю. Банахевич // Збірник статей з технічного діагностування об'єктів транспорту та зберігання газу: збірник статей. – К.: 2011. – С. 3 – 6.
  10. Банахевич Р.Ю. Система моніторингу рівня жидкості в полости газопроводов / Р.Ю. Банахевич, О.М. Карпаш, І.В. Рибицький, А.В. Яворський // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: VII международная научно-техническая конференция, 22 – 25 ноября 2011 г.: тез.докл. – Новополюцк.: Полоцкий гос. ун-т; под общ.ред. д-ра техн. наук, проф. В.К. Липского, 2011. – С. 133–134.– ISBN 978-985-531-270-4.
  11. Банахевич Р.Ю. Чинники та причини виникнення гідратних утворень в порожнинах труб транспорту газу / Р.Ю. Банахевич // Нафтогазова енергетика-2011: Міжнародна науково-технічна конференція, 10 – 14 жовтня 2011 р.: тези доп. – Івано-Франківськ, 2011. – С. 89.
  12. Карпаш О.М. Система оцінки рівня жидкості для действующих

- газопроводов / О.М. Карпаш, А.В. Яворський, І.В. Рибіцький, Р.Ю. Банахевич // Матеріали VI міжнародної учебно-науково-практичної конференції «Трубопровідний транспорт - 2010». – Уфа: Из-во УГНТУ. – 2010. – С. 45 – 47.
13. Rybitskyi I.V. Stationary system of measuring the liquid level in the cavities of the existing gas pipeline / I.V. Rybitskyi, A.V. Yavorskyi, R.Yu. Banakhevych // Научні історії на НТСМ. – 2011. – №1 (121). – С. 93 – 95. – ISSN 1310-3946.
  14. Банахевич Р.Ю. Аналіз причин утворення рідинних забруднень в порожнині газопроводу / Р.Ю. Банахевич // Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу: матеріали міжнародної науково-технічної конференції, 15 – 18 травня 2012 р.: тези доп. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – С. 267 – 269.
  15. Рибіцький І.В. Чинники утворення гідратних накопичень в порожнинах труб газопроводів та способи їх моніторингу / І.В. Рибіцький, Р.Ю. Банахевич, А.В. Яворський, М.О. Карпаш // Шоста Міжнародна науково-технічна конференція і виставка «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання»: Збірник тез доповідей (29 листопада – 2 грудня 2011 р.). – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2011. – С. 150 – 155.
  16. Банахевич Р.Ю. Експериментальні дослідження методу визначення рівня скупчення рідин в порожнині магістральних газопроводів / Р.Ю. Банахевич, О.М. Карпаш, М.О. Карпаш, А.В. Яворський, І.В. Рибіцький // Нафтогазова енергетика 2013: Міжнародна науково-технічна конференція, 7 – 11 жовтня 2013 р.: – Івано-Франківськ, 2013. – С. 228 – 231.
  17. Яворський А.В. Втрати природного газу в газотранспортній системі України. Засоби та методи виявлення / А.В. Яворський, О.М. Карпаш, І.В. Рибіцький, М.О. Карпаш, Р.Ю. Банахевич // Підвищення надійності

- та ефективності роботи лінійної частини магістральних газопроводів газотранспортної системи ДК «Укртрансгаз»: 2012. – Яремче, 2012. – С. 62 – 67.
18. Banakhevych R.Yu. Non-Technological Fluid Accumulation Amount Definition In Efficient Gas Pipeline Cavity / R.Yu. Banakhevych, A.V. Yavorskyi, M.O. Karpash // Научни известия на НТСМ. – 2014. – №1 (150). – С. 70 – 72. – ISSN 1310-3946. – Режим доступу:[http://www.bg-s-ndt.org/Application/Docs/NDT\\_2014/NDTDays2014.pdf](http://www.bg-s-ndt.org/Application/Docs/NDT_2014/NDTDays2014.pdf).
  19. Банахевич Р.Ю. Розрахунок об'єму скупчень нетехнологічної рідини в порожнині діючого газоповоду /Р.Ю. Банахевич, А.В. Яворський, М.О. Карпаш // Методи та прилади контролю якості. – 2014. – № 1 (32). – С. 107 – 113.– ISSN 1993-9981. – Режим доступу:<http://mpky.nung.edu.ua/sites/mpky.nung.edu.ua/files/journals/032/rub14.pdf>.
  20. Яворський А.В.Технологія моніторингу нетехнологічних скупчень рідини в порожнинах діючих газопроводів / А.В. Яворський, Р.Ю. Банахевич, І.В. Рибіцький, М.О. Карпаш, О.М. Карпаш //Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання: 7–ма Міжнародна науково-технічна конференція і виставка, 25 – 28 листопада 2014 р.: – Івано-Франківськ.– С. 231 – 236.
  21. Карпаш О.М.Підготовка персоналу газотранспортних компаній для пошуку витоків і втрат природного газу /О.М. Карпаш, І.В. Рибіцький, А.В. Яворський, М.О. Карпаш, Р.Ю. Банахевич // Підвищення надійності та ефективності роботи лінійної частини магістральних газопроводів газотранспортної системи ДК «Укртрансгаз»: 21 – 25 лютого 2011 р., збірник доп. – Яремче, 2011. – С. 32 – 37.
  22. Марченко О.І. Аналіз методів діагностування труб магістральних газопроводів / О.І. Марченко, Ю.В. Ільницький, Р.Ю. Банахевич //Збірник статей з технічного діагностування об'єктів транспорту та

- зберігання газу: збірник статей. – К.: 2011. – С. 7 – 11.
23. Драгилев А.В. Технология ремонта опорных узлов надземных участков магистральных трубопроводов/ А.В. Драгилев, А.А. Кычма, Р.Ю. Банахевич // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: VII международная научно-техническая конференция, 22 – 25 ноября 2011 г.: тез.докл. – Новополюцк.: Полоцкий гос. ун-т; под общ.ред. д-ра техн. наук, проф. В.К. Липского, 2011. – С. 197 – 198.– ISBN 978-985-531-270-4.
  24. Марчук О.М. Про ремонт підводних переходів трубопроводів / О.М. Марчук, В.Б. Запхляк, Р.Ю. Банахевич, Р.В. Мельник // Нафтогазова енергетика 2013: Міжнародна науково-технічна конференція, 7 – 11 жовтня 2013 р.: – Івано-Франківськ, 2013. – С. 440 – 442.
  25. Рибіцький І.В. Моніторинг скупчень газоконденсату та рідини в порожнинах діючих газопроводів /І.В. Рибіцький, Р.Ю. Банахевич, А.В. Яворський, М.О. Карпаш // Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів: матеріали XVII Міжнародної науково-технічної конференції –ЛЕОТЕСТ-2012, 20 – 25 лютого 2012 р.:– Славське, Львівської області: ФМІ ім. Г.В. Карпенка НАН України.– С.109 – 113.
  26. Банахевич Ю.В. Технологія ремонту обводнених балкових переходів магістральних газопроводів через водні перешкоди / Ю.В. Банахевич, А.В. Драгілев, Р.Ю. Банахевич, А.М. Доготер // Нафтогазова енергетика 2013: Міжнародна науково-технічна конференція, 7 – 11 жовтня 2013 р.: – Івано-Франківськ, 2013. – С. 73 – 75.
  27. Яворський А.В. Діагностування скупчень нетехнологічної рідини в порожнинах діючих газопроводів / А.В. Яворський, Р.Ю. Банахевич, І.В. Рибіцький,М.О. Карпаш, О.М. Карпаш// Нафтогазова енергетика 2015: 4-та Міжнародна науково-технічна конференція, 21 – 24квітня 2015 р.: – Івано-Франківськ, 2015. – С. 258 – 262.

28. Патент № 106840 Україна, МПК (2014.01) G01F 23/00. – № а 2013 09982; Заявл. 12.08.2013 р.; Опубл. 10.02.2014 р., Бюл. № 3. – 9 с. – Режим доступу:<http://uapatents.com/9-106840-pristriij-dlya-vimiryuvannya-rivnya-ridini-v-porozhnini-gazoprovodu.html?do=all>.
29. Братах М. І. Оцінка гідравлічного стану промислових газопроводів і розробка способу їх очистки : дис. ... канд. техн. наук : 05.15.13 / Братах Михайло Іванович. — Івано-Франківськ, 2008. — 152 арк. : іл. — Бібліогр.: арк. 125—136.
30. Одишария Г.Э. Оценка погрешности измерения двухфазовых потоков диафрагменными расходомерами / Г.Э. Одишария, В.П. Славский // Газовая промышленность, – №5. – Москва, Недра. 1989. – С. 36–37.
31. Пат. України № 49764. Руднік А.А. та ін. Спосіб контролю утворення гідратів в газопроводах; Заявл. 05.06.02; Опубл. 16.09.02., бюл. №9.
32. Пат. України №34697. Руднік А.А. та ін. Спосіб контролю гідравлічного стану магістрального газопроводу. Заявл. 01.04.99; Опубл. 15.03.01, бюл. №2,2001.
33. Пат. України №49762. Беккер М.В. та ін. Спосіб контролю утворення гідратів в газопроводах.. Заявл. 05.06.02, Опубл. 16.09.02;. бюл. №9.
34. Пальчиков В.П. Бесконтактный способ индикации уровня жидких отложений в газопроводных системах [Журнал]/ В.П. Пальчиков, В.М. Маслов, В.Е. Лучанский // Информационный сборник «Передовой производственный и научно-технический опыт, рекомендуемый для внедрения в газовой промышленности» № 2. – Москва : ВНИИЭГАЗпром, 1989 г.. – С. 48–52.
35. V. Goldberg, F. Mc Kee Model Predicts Liquid Accumulation Severe Terrain Induced Slugging for Two-Phase Lines – Oil&Gas Journal, 19 Aug. 1985.
36. United States Patent № 4473408. Cleaning Pipeline Interior with Gelled Pig - Purinton, Jr. Publ. September 25, 1984/ Filed: January 12, 1982.
37. Mahmood Moshfeghian, Arland H. Johannes, Robert N. Maddox Thermodynamic Properties are Important in Predicting Pipeline Operations

- Accurately—Oil&Gas Journal, 04 Feb.2002. С.58–61.
38. H. Lee Norris, Alan Rydahl. Simulation Reveals Conditions for Onshore Gas-Condensate Pipelines - Oil&Gas Journal, 17 Nov.2003.
  39. Saed Mokhatab. Correlation Predicts Pressure Drop in Gas-Condensate Pipelines - Oil&Gas Journal, 28 Jan.–2002. С.66–67.
  40. Братах М.І. Аналіз технічного рівня техніки та технології очистки газопроводів з нерівнопрохідною арматурою / М.І. Братах, О.В. Фоменко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: ІФНТУНГ, - вип. № 3(4) - Івано-Франківськ, 2002. - С. 11-14.
  41. Усольцев М.Е. Вынос скопленной жидкости из магистральных газопроводов / М.Е. Усольцев, А.А. Коршак // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. №12. – С. 322–325.
  42. ГОСТ 22520-85 Датчики давления, разрежения и разности давления с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие технические условия.
  43. Кутузов С.Е. Проблема построения технологической модели нефтепровода. Водные скопления / С.Е. Кутузов // Нефтегазовое дело. – 2004. №7. – С. 34 – 38.
  44. Darin L. George. NATURAL GAS QUALITY WORKSHOP. Session 2. Effects of Poor Gas Quality and Causes of Sample Distortion. An SGAnetwork Web Conference (May 25, 2010) [http://www.sganetwork.org/hwdvideos/docs/Natural%20Gas%20Quality%20Series%20-%20Session%202\\_ppt.pdf](http://www.sganetwork.org/hwdvideos/docs/Natural%20Gas%20Quality%20Series%20-%20Session%202_ppt.pdf)
  45. Дудик С.М. Математическое и нормативное обеспечение мониторинга гидродинамических характеристик углеводородных сред в трубопроводах / С.М. Дудик, Ю.Д. Земенков // Нефтегазовое дело. – 2007. №12. – С. 22 – 26.
  46. Базлов М.Н. Подготовка природного газа и конденсата к транспорту / М.Н. Базлов, А.И. Жуков, Т.С. Алексеев. - Москва, Недра, 1968. -213с.
  47. Uhlig's Corrosion Handbook 3rd edition. Electrochemical Society Series,

John Wiley & Sons Ltd, 2011, pp. 210-212.

48. Бекиров Т.М. О взаимоотношении показателей УКПГ и МГ / Т.М. Бекиров, В.И. Мурин, В.А. Сулейманов, В.П. Сидорина // Газовая промышленность - №10 -Москва, Недра. 1989. - С. 53-55.
49. Гончаров В.Н. Очистка газопроводов высокократными пенами / В.Н. Гончаров, Б.Е. Чистяков // Газовая промышленность №11. - Москва: Недра. 1980. - С. 36-38.
50. ГОСТ 20060-83. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги. - Введ. 01.07.84. - М.: Изд-во стандартов, 1983. - 16 с.
51. ГОСТ 20061-84. Газы горючие природные. Метод определения температуры точки росы углеводородов.
52. ГОСТ 28498-90 Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний.
53. ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. ТУ,- Введ.01.01.88. - М.: Изд-во стандартов, 1987. -3 с.
54. ДСТУ 3622-97 (ГОСТ 30543-97) Перетворювачі термоелектричні. Основні вимоги щодо вибору та використання.
55. ДСТУ ГОСТ 8.207:2008. Державна система забезпечення єдності вимірювань. Прямі вимірювання з багаторазовими спостереженнями. Методи обробки результатів спостережень. Основні положення
56. Иванов В.А. Измерение эффективности участков газопроводов при многократной очистке по диспетчерским данным / В.А. Иванов, В.А. Смирнов, О.Б. Воробьев // Нефтяная и газовая промышленность, - №3. 1990. - С.48-49.
57. Кац Д.Л. и др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. (Пер. с англ. под ред. Ю.П. Коротаева). М.: Недра, 1965, 675 с.
58. Киченко Б.В. Программа для расчетов задержанной жидкости,



- удаляемой из трубопровода при изменении расхода транспортируемой газожидкостной смеси / Б.В. Киченко, Т.К. Киченко // Экспресс-информация «Транспорт и хранение нефти». - Москва, Недра. 1991. - С. 7-12.
59. Крылов В. Очистка линейных участков магистральных газопроводов / В. Крылов, Ф. Отт, В. Салюков и др. // Газовая промышленность-№11, 2001. С. 57-58.
60. Кулателадзе С.С. Гидравлика газожидкостных смесей / С.С. Кулателадзе, М.А. Стеркович - Л., ГЭИ. - 1958, 232 с.
61. Маслов В.М. Определение местоположения и уровня отложений жидкости в магистральных газопроводах // Нефтяная и газовая промышленность №5, 1990. - С. 5-10.
62. Ткаченко М.Ф. Вывод обобщенной зависимости для определения точек росы по углеводородам при подаче газа от промысла к потребителям. //Сб. «Развитие газовой промышленности Украинской ССР», - вип. V. - Харків, 1970. - С. 212-218.
63. Фоменко О.В. Аналіз визначення коефіцієнту стисливості газу за різними методами. - Питання розвитку газової промисловості України. Вип. XXVIII (до 50-річчя свердловини-першовідкривача Шебелинського родовища). - Харків: УкрНДІгаз - 2000. С. 119-123.
64. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов /А.А. Коршак, А.М. Нечваль.– СПб.:Недра, 2008. – 488 с.
65. Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления. - М., Недра. - 1982, 224 с.
66. Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. - Москва, Недра, 1977.- 415 с.
67. Владимиров А.И. Основные процессы и аппараты нефтегазопереработки. - Москва, ООО «Недра-Бизнесцентр». 2002.-227 с.
68. Борщенко Л.И. Подготовка газа и конденсата к транспорту. - Москва: Недра,- 1987. - 183с.

69. Гиматудинов Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. -Москва, Недра. 1988. - 302с.
70. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. - Москва, Недра. 1980.- 293с.
71. Резуненко В.И. Метод определения количества конденсата, выделяющегося в газопроводе / В.И. Резуненко, А.Ф. Кобцев, М.Ф. Ткаченко // Нефтяная и газовая промышленность. - Киев, Техника. 1978. - С. 46-47.
72. СТП 320.30019801.004-2000 Гази горючі природні. Визначення вологовмісту і приведення температури точки роси вологи до умовного тиску.
73. Ткаченко М.Ф. О влиянии фазовых превращений природных газов при отборе проб для химанализа на характеристики по кондиционности / М.Ф. Ткаченко, А.Ф. Кобцев, В.С. Бурных // Сб. «Развитие газовой промышленности Украинской ССР» - вып. V. - Харків,- 1970. - С. 253-260.
74. ГОСТ 18917-82. Газ горючий природный. Метод отбора проб.
75. ГОСТ 22521-85. Датчики давления, разрежения и разности давления с пневматическим аналоговым выходным сигналом ГСП. Общие технические условия.
76. ТУ У 320.00158764.007-95. Гази горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. ТУ. - Замість ОСТ 51.40-83; Введ.01.01.1996.- К.:, 1995, 11 с.
77. Гусейнов И.С. Влияние жидкостей на работу газопроводов. - Москва, ВНИИОЭНГ, 1966.-С. 64.
78. ГОСТ 22387.4. Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения содержания смолы и пыли. – Взамен ГОСТ 5580-56; Введ.01.01.78.- М.: Изд-во стандартов, 1987.- 19 с.
79. Капцов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах. - Москва, Недра. 1988.- 160 с.

80. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. - Москва, Недра. 1973.-280 с.
81. Литвин С.В. Минеральные образования в промысловых системах и газопроводах / С.В. Литвин, О.Ф. Рябых, М.Е. Полуда, В.С. Головкин // Нефтяная и газовая промышленность, №3. – Москва, Недра. 1973. – С. 45–49.
82. Одишария Г.Э. Гидравлический расчёт рельефных трубопроводов при незначительном содержании жидкости в потоке газа // Газовая промышленность. – Москва, Недра. 1976. –С.42–43.
83. Зайцев Ю.В. Влияние характера газожидкостного потока на эффективность ингибиторной защиты // Газовая промышленность №2. – Москва, Недра, 1978. – С. 17–19.
84. Мухин В.Е. Структурные формы течения газожидкостных смесей в трубах // Газовое дело №1.. Москва, ВНИИОЭНГ, 1971. –С. 13–15.
85. Пат. СССР №171233. Е.Н. Майгуров, Е.А. Рева Способ определения засоренности трубопровода; Заявл. 02.03.64, Оpubл. 11.05.65, бюл. № 10.
86. Сенишин Я.І. Деякі питання визначення об'єму забруднень газопроводів / Я.І. Сенишин, М.І. Фещенко, М.І. Братах та ін.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Всеукр. науково-техн. журн. № 3 (4). – Івано-Франківськ, 2002. – С.88–92.
87. Капцов И.И. Оценка объёма отложений (загрязнений) для их утилизации при очистке газопроводов // Питання розвитку газової промисловості України: 36. наук. праць, – вип. 25. –Харків,Укрндігаз, 1998 – С.280–286.
88. Иванов В.А. Измерение эффективности участков газопроводов при многократной очистке по диспетчерским данным // Нефтяная и газовая промышленность, - №3. 1990. – С.48–49.
89. Капцов І.І. Визначення об'єму відкладів у діючому газопроводі та його гідравлічної ефективності / І.І. Капцов, М.І. Братах, С.М. Винник та ін.// Проблеми розвитку газової промисловості України: 36. наук, праць,- вип. XXIX.-Харків, УкрНДІгаз, 2001. – С. 95–99.

90. Брук В.А. До питання запобігання гідратуутворення в магістральних газопроводах / В.А. Брук, І.А. Гордієнко, І.О. Дутчак // Питання розвитку газової промисловості України: 36. наук, пр., – вип. XXX. – Харків, УкрНДІгаз, 2002.- С. 150-153.
91. Пат. СССР №1247624. Брук В.А. Способ определения загрязненности магистрального газопровода; Заявл. 19.02.85; Опубл. 30.07.86, бюл. № 28.
92. Брук В.А.. Визначення режимів роботи та гідравлічної ефективності газопроводу у випадку неізотермічних течій / В.А. Брук // Питання розвитку газової промисловості України:наук, праць, – вип. XXX. – Харків, УкрНДІгаз, 2002. – С. 154–158.
93. Потапенко Е.С. Экспериментально-теоретическое исследование способов удаления жидкостных скоплений из магистральных газопроводов / Е.С. Потапенко // Трубопроводный транспорт. 2012. – №4 (32). С.24–27.
94. Касперович В.К. Трубопровідний транспорт газу / В.К. Касперович – Івано-Франківськ: Факел, 1999. – 198 с.
95. Трубопровідний транспорт газу / [М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін.]: за ред. М.П. Ковалка. – К.: Арена ЕКО, 2002. – 600 с.
96. Фізико-технічні властивості нафти, нафтопродуктів і газів / [Возняк Л.В., Возняк М.П., Кривенко Г.В., Сухін Є.І.]. – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – 304 с.
97. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы : ОНТП 51-1-85. – [Введены 1986-01-01]. – М.: Мингазпром. – 221 с.
98. Gary B. Shelly, Corinne Hoisington. Microsoft Visual Basic 2012 for Windows, Web, Office, andDatabase Applications: Comprehensive. Deerfield, Illinois:CourseTechnology, 2012.– 984с. – ISBN: 978-128-519-797-5

99. Беклемышев Д. В. Курс аналитической геометрии и линейной алгебры / Д. В. Беклемышев. – М.: Наука, 1987. – 320 с.
100. Бугров Я. С. Дифференциальные уравнения: Кратные интегралы. Ряды. – М.: Наука, 1989. – 464 с.
101. Дубовик В.П. Вища математика: Навч. посібн. – К.: А.С.К., 2006 – 648 с.: іл.
102. Сажин С. Г. Средства автоматического контроля технологических параметров : учебник / С. Г. Сажин. – Санкт-Петербург: Лань, 2014. – 361 с.
103. Кулаков М.В. Технологические измерения и приборы для химических производств – М.: Машиностроение, 1983. – 424 с.
104. Гороновский И.Т. Ультразвуковой контроль в химической технологии осветления и обесцвечивания природных вод. Киев.: Наукова думка. – 1976. – 148 с.
105. Неразрушающий контроль: Справочник: В 7 т. Подобщ.ред. Ключева. Н54 Т. 3: Ультразвуковой контроль / И.Н. Ермолов, Ю.В. Ланге. – М.: Машиностроение, 2004. – 864 с.
106. J.Blitz. Ultrasonic's: methods and applications.
107. Бергман Л. Ультразвук и его применение в науке и технике. – М.: Изд-во Иностранной литературы, 1957. 726 с.
108. Патент № 106840 Україна, МПК (2014.01) G01F 23/00. – № а 2013 09982; Заявл. 12.08.2013; Опубл. 10.02.2014, Бюл. №3. – 9 с. - Режим доступа:<http://uapatents.com/9-106840-pristriij-dlya-vimiryuvannya-rivnya-ridini-v-porozhnini-gazoprovodu.html?do=all>
109. Компанія «ТЕХНОТЕК». <http://www.technotek.com>
110. Неразрушающий контроль и диагностика : справочник / [Ключев В. В., Соснин Ф. Р., Филинов В. Н. и др.]; под ред. В. В. Ключева. – М.: Машиностроение, 1995. – 448 с.
111. Orfanidis, S. J., Introduction to Signal Processing, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1996.

112. Варакин Л. Е. Системы связи с шумоподобными сигналами. М.: Радио и связь, 1985. С. 49-65.
113. Press W.H., Flannery B.P., Teukolsky S.A. and Vetterling W.T. “Numerical Recipes in C: The Art of Scientific Computing”. Third edition, Cambridge University Press, 2007
114. Smith, S.W., “Digital Signal Processing: A Practical Guide for Engineers and Scientists”. Newness, 2003
115. ГОСТ 21150-87. - М.: ИПК Издательство стандартов
116. СТП 320.30019801.063-2002 Магістральні та технологічні газопроводи. Елементи газопроводів. Ультразвуковий контроль.
117. Технологічна безпека. Рекомендована практика щодо застосування основних показників. – OGP – Звіт №456, листопад 2011.
118. Говдяк Р. М. Підвищення ефективності магістральних газопроводів на пізній стадії експлуатації : дис. ... д-ра техн. наук : 05.15.13/ Говдяк Роман Михайлович. — Івано-Франківськ, 2008. — 351 арк. : іл. — Бібліогр.: арк. 327—351.

## ДОДАТОК А

Текст програми обробки даних внутрішньотрубної діагностики

```
Private Sub CommandButton1_BeforeDropOrPaste(ByVal Cancel As  
MSForms.ReturnBoolean, ByVal Action As MSForms.fmAction, ByVal Data As  
MSForms.DataObject, ByVal X As Single, ByVal Y As Single, ByVal Effect As  
MSForms.ReturnEffect, ByVal Shift As Integer)  
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton1_Click()  
For i = 1 To 7928  
If Worksheets(3).Cells(i + 1, 3) = " " Then Worksheets(3).Cells(i + 1, 3) =  
Worksheets(3).Cells(i, 3)  
Next i  
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton1_DblClick(ByVal Cancel As  
MSForms.ReturnBoolean)  
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton1_GotFocus()  
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton1_MouseDown(ByVal Button As Integer, ByVal  
Shift As Integer, ByVal X As Single, ByVal Y As Single)  
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton1_MouseMove(ByVal Button As Integer, ByVal  
Shift As Integer, ByVal X As Single, ByVal Y As Single)  
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton1_MouseUp(ByVal Button As Integer, ByVal Shift
```

As Integer, ByVal X As Single, ByVal Y As Single)

End Sub

Private Sub CommandButton2\_Click()

n = 2

For i = 1 To 7927

If Worksheets(3).Cells(i + 2, 12) = 1 And (Worksheets(3).Cells(i + 1, 12) = -1 Or  
Worksheets(3).Cells(i + 1, 12) = 0) And Worksheets(3).Cells(i + 1, 13) = 0 Then n  
= n + 1: Worksheets(4).Cells(n, 1) = Worksheets(3).Cells(i + 1, 1):

Worksheets(4).Cells(n, 2) = Worksheets(3).Cells(i + 1, 2): Worksheets(4).Cells(n,  
3) = Worksheets(3).Cells(i + 1, 3)

Next i

End Sub

Private Sub CommandButton3\_Click()

For i = 1 To 7928

If Worksheets(3).Cells(i + 1, 12) = 0 Then Worksheets(3).Cells(i + 1, 13) = 0

If Worksheets(3).Cells(i + 1, 12) = -1 And Worksheets(3).Cells(i, 12) = 0 Then  
Worksheets(3).Cells(i + 1, 13) = 0

If Worksheets(3).Cells(i + 1, 12) = 1 Then Worksheets(3).Cells(i + 1, 13) = 1

If Worksheets(3).Cells(i + 1, 12) = -1 And Worksheets(3).Cells(i, 12) = 1 Then  
Worksheets(3).Cells(i + 1, 13) = 1

If Worksheets(3).Cells(i + 1, 12) = -1 And Worksheets(3).Cells(i, 12) = -1 And  
Worksheets(3).Cells(i, 13) = 0 Then Worksheets(3).Cells(i + 1, 13) = 0

If Worksheets(3).Cells(i + 1, 12) = -1 And Worksheets(3).Cells(i, 12) = -1 And  
Worksheets(3).Cells(i, 13) = 1 Then Worksheets(3).Cells(i + 1, 13) = 1

Next i

End Sub

Private Sub CommandButton3\_Error(ByVal Number As Integer, ByVal

Description As MSForms.ReturnString, ByVal SCode As Long, ByVal Source As  
String, ByVal HelpFile As String, ByVal HelpContext As Long,

ByVal CancelDisplay As MSForms.ReturnBoolean)



End Sub

```
Private Sub CommandButton3_KeyDown(ByVal KeyCode As
MSForms.ReturnInteger, ByVal Shift As Integer)
```

End Sub

```
Private Sub CommandButton3_KeyPress(ByVal KeyAscii As
MSForms.ReturnInteger)
```

End Sub

```
Private Sub CommandButton3_KeyUp(ByVal KeyCode As
MSForms.ReturnInteger, ByVal Shift As Integer)
```

End Sub

```
Private Sub CommandButton3_LostFocus()
```

End Sub

```
Private Sub CommandButton3_MouseDown(ByVal Button As Integer, ByVal
Shift As Integer, ByVal X As Single, ByVal Y As Single)
```

End Sub

```
Private Sub CommandButton1_Click()
```

```
For i = 1 To 7086
```

```
If Worksheets(1).Cells(i + 1, 3) = " " Then Worksheets(1).Cells(i + 1, 3) =
Worksheets(1).Cells(i, 3)
```

```
Next i
```

End Sub

```
Private Sub CommandButton2_Click()
```

```
n = 2
```

```
For i = 1 To 7085
```

```
If Worksheets(1).Cells(i + 2, 12) = 1 And (Worksheets(1).Cells(i + 1, 12) = -1 Or
Worksheets(1).Cells(i + 1, 12) = 0) And Worksheets(1).Cells(i + 1, 13) = 0 Then n
= n + 1: Worksheets(2).Cells(n, 1) = Worksheets(1).Cells(i + 1, 1):
```

```
Worksheets(2).Cells(n, 2) = Worksheets(1).Cells(i + 1, 2): Worksheets(2).Cells(n,
3) = Worksheets(1).Cells(i + 1, 3)
```

Next i

End Sub

Private Sub CommandButton3\_Click()

For i = 1 To 7083

If Worksheets(1).Cells(i + 1, 12) = 0 Then Worksheets(1).Cells(i + 1, 13) = 0

If Worksheets(1).Cells(i + 1, 12) = -1 And Worksheets(1).Cells(i, 12) = 0 Then  
Worksheets(1).Cells(i + 1, 13) = 0

If Worksheets(1).Cells(i + 1, 12) = 1 Then Worksheets(1).Cells(i + 1, 13) = 1

If Worksheets(1).Cells(i + 1, 12) = -1 And Worksheets(1).Cells(i, 12) = 1 Then  
Worksheets(1).Cells(i + 1, 13) = 1

If Worksheets(1).Cells(i + 1, 12) = -1 And Worksheets(1).Cells(i, 12) = -1 And  
Worksheets(1).Cells(i, 13) = 0 Then Worksheets(1).Cells(i + 1, 13) = 0

If Worksheets(1).Cells(i + 1, 12) = -1 And Worksheets(1).Cells(i, 12) = -1 And  
Worksheets(1).Cells(i, 13) = 1 Then Worksheets(1).Cells(i + 1, 13) = 1

Next i

EndSub

## ДОДАТОК Б

## Приклад обробки частини даних внутрішньотрубної діагностики

Відстань, м	Висота, м	Товщина стінки, мм	Внутрішній діаметр, м	Тиск, МПа	Темпера-тура, К	Коефіцієнт стисливості	Густина газу, кг/м <sup>3</sup>	Кут нахилу ділянки, °	Критична швидкість, м/с	Швидкість газу, м/с	Умова	Умова 2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0	495	22	1,3760	7,400	313,15	0,8849	53,49	0,00	0,00	8,05	0	0
4,46	494,9531	22	1,3760	7,400	313,15	0,8849	53,48	-0,60	0,00	8,05	0	0
5,53	494,9414	22	1,3760	7,400	313,15	0,8849	53,48	-0,63	0,00	8,05	0	0
6,48	494,9312	22	1,3760	7,400	313,15	0,8849	53,48	-0,62	0,00	8,05	0	0
11,01	494,881	22	1,3760	7,400	313,15	0,8849	53,48	-0,63	0,00	8,05	0	0
15,38	494,9818	22	1,3760	7,399	313,15	0,8849	53,48	1,32	6,59	8,05	-1	0
20,37	495,4383	22	1,3760	7,399	313,15	0,8849	53,48	5,23	8,45	8,05	1	1
26,69	496,1805	22	1,3760	7,399	313,15	0,8849	53,48	6,70	8,84	8,05	1	1
31,56	496,8003	22	1,3760	7,399	313,15	0,8849	53,48	7,25	8,97	8,05	1	1
36,45	497,4442	22	1,3760	7,399	313,14	0,8849	53,48	7,50	9,02	8,05	1	1
42,49	498,2294	22	1,3760	7,398	313,14	0,8849	53,47	7,41	9,00	8,05	1	1
47,22	498,7413	22	1,3760	7,398	313,14	0,8849	53,47	6,18	8,71	8,05	1	1
52,45	498,9303	22	1,3760	7,398	313,14	0,8849	53,47	2,07	7,15	8,05	-1	1
54,44	498,9162	18	1,3840	7,398	313,14	0,8849	53,47	-0,41	0,00	7,96	0	0
66,16	498,6938	18	1,3840	7,398	313,14	0,8849	53,47	-1,09	0,00	7,96	0	0
68,34	498,5956	18	1,3840	7,398	313,14	0,8849	53,47	-2,58	0,00	7,96	0	0
73,52	498,3296	18	1,3840	7,397	313,14	0,8849	53,47	-2,94	0,00	7,96	0	0
84,83	497,5915	18	1,3840	7,397	313,14	0,8849	53,46	-3,73	0,00	7,96	0	0
96,11	496,3213	18	1,3840	7,397	313,14	0,8849	53,46	-6,42	0,00	7,96	0	0
107,46	494,9178	18	1,3840	7,396	313,13	0,8849	53,46	-7,05	0,00	7,96	0	0
118,32	493,8081	18	1,3840	7,396	313,13	0,8849	53,46	-5,83	0,00	7,96	0	0
127,71	492,8638	18	1,3840	7,395	313,13	0,8849	53,45	-5,74	0,00	7,96	0	0
138,46	492,0693	18	1,3840	7,395	313,13	0,8849	53,45	-4,23	0,00	7,96	0	0
149,41	491,6065	29,8	1,3604	7,395	313,13	0,8849	53,45	-2,42	0,00	8,24	0	0
150,42	491,6009	18	1,3840	7,395	313,13	0,8849	53,45	-0,32	0,00	7,96	0	0
151,47	491,5951	18	1,3840	7,395	313,13	0,8849	53,45	-0,32	0,00	7,96	0	0
162,32	491,5919	18	1,3840	7,394	313,13	0,8849	53,44	-0,02	0,00	7,96	0	0
173,19	491,6645	22	1,3760	7,394	313,12	0,8849	53,44	0,38	5,27	8,06	-1	0
173,9	491,67	22	1,3760	7,394	313,12	0,8849	53,44	0,44	5,41	8,06	-1	0
175,78	491,6771	22	1,3760	7,394	313,12	0,8849	53,44	0,22	4,75	8,06	-1	0
176,79	491,6853	18	1,3840	7,394	313,12	0,8849	53,44	0,47	5,47	7,97	-1	0
183,59	491,7247	22	1,3760	7,393	313,12	0,8849	53,44	0,33	5,13	8,06	-1	0
184,57	491,7196	22	1,3760	7,393	313,12	0,8849	53,44	-0,30	0,00	8,06	0	0
185,05	491,7155	18	1,3840	7,393	313,12	0,8849	53,44	-0,49	0,00	7,97	0	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
206,6	491,9481	15,7	1,3886	7,393	313,12	0,8849	53,43	0,92	6,20	7,91	-1	0
217,85	492,1971	15,7	1,3886	7,392	313,12	0,8850	53,43	1,27	6,57	7,91	-1	0
229,3	492,4821	15,7	1,3886	7,392	313,12	0,8850	53,43	1,43	6,72	7,91	-1	0
240,91	493,334	15,7	1,3886	7,391	313,11	0,8850	53,42	4,20	8,17	7,92	1	1
252,47	495,0973	15,7	1,3886	7,391	313,11	0,8850	53,42	8,67	9,31	7,92	1	1
263,99	497,0329	18	1,3840	7,391	313,11	0,8850	53,42	9,54	9,46	7,97	1	1
275,67	499,0308	18	1,3840	7,390	313,11	0,8850	53,42	9,71	9,49	7,97	1	1
287,19	500,473	22	1,3760	7,390	313,11	0,8850	53,41	7,14	8,95	8,06	1	1
288,17	500,557	22	1,3760	7,390	313,11	0,8850	53,41	4,90	8,36	8,06	1	1
289,18	500,6437	18	1,3840	7,390	313,11	0,8850	53,41	4,91	8,39	7,97	1	1
292,59	500,9343	22	1,3760	7,390	313,11	0,8850	53,41	4,87	8,35	8,06	1	1
303,91	501,8606	20,9	1,3782	7,389	313,10	0,8850	53,41	4,68	8,30	8,04	1	1
314,88	502,6852	15,7	1,3886	7,389	313,10	0,8850	53,41	4,30	8,20	7,92	1	1
325,92	503,4695	15,7	1,3886	7,388	313,10	0,8850	53,40	4,06	8,12	7,92	1	1
337,45	504,3266	15,7	1,3886	7,388	313,10	0,8850	53,40	4,25	8,19	7,92	1	1
349,05	505,3456	15,7	1,3886	7,388	313,10	0,8850	53,40	5,02	8,44	7,92	1	1
360,52	506,3997	15,7	1,3886	7,387	313,10	0,8850	53,39	5,25	8,51	7,92	1	1
372,08	507,3531	15,7	1,3886	7,387	313,09	0,8850	53,39	4,71	8,34	7,92	1	1
374,13	507,5045	18	1,3840	7,387	313,09	0,8850	53,39	4,22	8,16	7,97	1	1
379,71	507,7028	18	1,3840	7,387	313,09	0,8850	53,39	2,04	7,15	7,97	-1	1
380,16	507,7121	22	1,3760	7,387	313,09	0,8850	53,39	1,18	6,47	8,07	-1	1
381,11	507,7107	22	1,3760	7,386	313,09	0,8850	53,39	-0,08	0,00	8,07	0	0
381,57	507,6989	22	1,3760	7,386	313,09	0,8850	53,39	-1,47	0,00	8,07	0	0
382,1	507,6793	22	1,3760	7,386	313,09	0,8850	53,39	-2,12	0,00	8,07	0	0
383,03	507,6353	22	1,3760	7,386	313,09	0,8850	53,39	-2,71	0,00	8,07	0	0
383,48	507,6094	22	1,3760	7,386	313,09	0,8850	53,39	-3,29	0,00	8,07	0	0
383,96	507,5798	22	1,3760	7,386	313,09	0,8850	53,39	-3,53	0,00	8,07	0	0
384,87	507,5113	22	1,3760	7,386	313,09	0,8850	53,39	-4,30	0,00	8,07	0	0
385,36	507,4696	22	1,3760	7,386	313,09	0,8850	53,39	-4,86	0,00	8,07	0	0
385,61	507,4474	22	1,3760	7,386	313,09	0,8850	53,39	-5,07	0,00	8,07	0	0
385,82	507,4291	18	1,3840	7,386	313,09	0,8850	53,39	-4,98	0,00	7,97	0	0
397,22	506,4141	15,7	1,3886	7,386	313,09	0,8850	53,38	-5,09	0,00	7,92	0	0
408,3	505,0354	15,7	1,3886	7,386	313,09	0,8850	53,38	-7,09	0,00	7,92	0	0
419,71	503,1698	15,7	1,3886	7,385	313,09	0,8850	53,38	-9,29	0,00	7,92	0	0
430,84	501,317	15,7	1,3886	7,385	313,09	0,8850	53,38	-9,45	0,00	7,92	0	0
442,35	499,3875	15,7	1,3886	7,384	313,08	0,8850	53,37	-9,52	0,00	7,92	0	0
453,81	497,4856	15,7	1,3886	7,384	313,08	0,8850	53,37	-9,42	0,00	7,92	0	0
465,51	495,2296	15,7	1,3886	7,383	313,08	0,8850	53,37	-10,91	0,00	7,92	0	0
477,1	492,7099	15,7	1,3886	7,383	313,08	0,8850	53,36	-12,27	0,00	7,92	0	0
488,32	490,359	15,7	1,3886	7,383	313,08	0,8851	53,36	-11,83	0,00	7,92	0	0
499,32	488,0988	15,7	1,3886	7,382	313,08	0,8851	53,36	-11,61	0,00	7,92	0	0

## ДОДАТОК В

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Ректор ІФНТУНГ

проф. Крижанівський Є.І.

« 25 » 10 2013 р.



## АКТ

*довготривалих експериментальних досліджень системи моніторингу рівня рідинних скупчень в порожнині трубопроводу в умовах науково-навчального полігону технічної діагностики підземних комунікацій кафедри технічної діагностики та моніторингу*

Робоча група в складі:

Голови:

Карпаша М.О. – директора НДІ НГЕіЕ ІФНТУНГ, доцента кафедри технічної діагностики та моніторингу, д.т.н.

та членів:

Яворського А.В. – доцента кафедри технічної діагностики та моніторингу, к.т.н.;

Рибіцького І.В. – доцента кафедри технічної діагностики та моніторингу, к.т.н.;

Банахевича Р.Ю. – аспіранта кафедри ТДМ;

Дойчика В.М. - с.н.с. НДІ НГЕіЕ

Скала цей акт про таке:

1. У період з 01.10.2010 р. по 30.09.2013 р. робоча група виконувала довготривалі експериментальні дослідження системи моніторингу рівня рідинних скупчень в порожнині трубопроводу в умовах науково-навчального полігону кафедри технічної діагностики та моніторингу згідно із розробленою методикою довготривалих експериментальних досліджень.

2. Робочій групі були надані:

- методика довготривалих експериментальних досліджень;

- результати попередніх досліджень в лабораторних умовах;

- експериментальна установка, яка складається із секції трубопроводу діаметром 426 мм і шириною 180 мм. Секція заглушена з обох боків і встановлені патрубки для закачування та відкачування рідини. Внизу секції прикріплено акустичний блок з ультразвуковим п'єзоселектричним давачем, кабель зв'язку від якого було виведено на поверхню ґрунту у спеціалізовану вимірювальну колонку.

3. У жовтні 2010 року було виконане закопування згаданої секції трубопроводу на глибину 120 см на території науково-навчального полігону підземних комунікацій та трубопроводів кафедри технічної діагностики та моніторингу.

4. Робоча група розглянула методику експериментальних досліджень системи моніторингу рівня рідинних скупчень в порожнині трубопроводу та визначила порядок виконання таких досліджень.

5. Робоча група щоквартально виконувала послідовні контрольні вимірювання рівня рідини в експериментальній секції із різним рівнем рідини – таблиця 1. Рівень рідини розраховувався на основі введеного об'єму рідини, калібрувальної залежності для експериментальної трубопровідної секції.

Таблиця 1 – Результати експериментальних досліджень

№ ч/ч	Дата виконання вимірювань	Наявність акустичного сигналу (так/ні)	Розрахунковий рівень рідини (мм)	Вимірний рівень рідини (мм)	Абсолютна похибка визначення рівня рідини (мм)
1	12.10.2010	так	112,2	111	-1,2
2	21.01.2011	так	70,8	74	3,2
3	04.04.2011	так	256,6	255	-1,6
4	30.06.2011	так	97,7	96	-1,7
5	07.10.2011	так	45,1	41	-4,1
6	26.12.2011	так	139,3	138	-1,3
7	29.02.2012	так	208,0	206	-2
8	15.05.2012	так	274,3	276	1,7
9	30.08.2012	так	100,9	103	2,1
10	15.11.2012	так	224,8	227	2,2
11	19.02.2013	так	89,5	87	-2,5
12	30.05.2013	так	151,4	150	-1,4
13	30.09.2013	так	326,3	325	-1,3

6. Результати довготривалих експериментальних досліджень підтверджують можливість реалізації запропонованого способу вимірювання рідинних скупчень в порожнині трубопроводу на наступних підставах:

- у жодному з випадків втрати сигналу від п'єзоелектричного датчика не було виявлено, що свідчить про можливість забезпечення надійного довготривалого акустичного контакту в таких системах моніторингу рівня рідини в трубопроводі підземного розташування;

- максимальна абсолютна похибка вимірювання рівня рідини склала 4,1 мм, а приведена до діапазону вимірювання похибка рівня 1,25 %. Ці значення свідчать про можливість з достатньою для експлуатації точністю визначати наявний рівень рідини в порожнині трубопроводу з метою розрахунку очікуваного об'єму рідини.

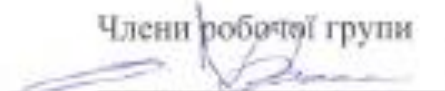
7. Робочою групою встановлено наступні недоліки в роботі системи:

- відсутність автоматичного підрахунку рівня рідини;
- низька точність визначення невисоких значень рівня рідини (до 10 мм).

8. Робочою групою запропоновано:


- усунути виявлені в процесі досліджень недоліки;
- рекомендувати до промислової апробації запропоновану систему;
- розробити програмне забезпечення для розрахунку рівня та очікуваного об'єму рідини.

Члени робочої групи

 (Карпан М.О.)

 (Яворський А.В.)

 (Рибіцький І.В.)

 (Банашевич Р.Ю.)

 (Дойчик В.М.)

## ДОДАТОК Г



## АКТ

**Промислової апробації методу вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу і методики визначення її об'єму**

**Робоча група у складі:**

**Голови:**

Ніколаєв Віталій Вікторович – начальник ВЕЛЧМГ, ГРС і ПКЗ УМГ «Черкаситрансгаз».

**та членів робочої групи:**

1. Копієвський Сергій Петрович – головний зварник ВЕЛЧМГ, ГРС і ПКЗ УМГ «Черкаситрансгаз».
2. Ступніков Сергій Миколайович – провідний інженер ВЕЛЧМГ, ГРС і ПКЗ УМГ «Черкаситрансгаз».
3. Банахевич Роман Юрійович – інженер технічного відділу УМГ «Львівтрансгаз».

склала цей акт про таке:

1) 9 жовтня 2014 р. робоча група здійснила промислову апробацію методу вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу і методики визначення її об'єму.

2) Робочій групі були надані:

- результати попередніх довготривалих експериментальних досліджень системи моніторингу рівня рідинних скупчень в порожнині трубопроводу в умовах науково-навчального полігону технічної діагностики підземних комунікацій кафедри технічної діагностики та моніторингу ІФНТУНГ;
- методику визначення об'єму нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу;
- обладнання для проведення досліджень (портативний цифровий ультразвуковий дефектоскоп DiO 562LC (серійний номер 04-118)), прямий п'єзоелектричний перетворювач з робочою частотою 2,5 МГц, акустичний кабель.

3) Для проведення апробації робоча група обрала відкриту ділянку діючого магістрального газопроводу Ду 1400. Дана ділянка характерна висхідним перепадом висоти і потенційно небезпечна щодо накопичення нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу (за даними технологічних оглядів). Для відводу

нетехнологічної рідини на даній ділянці врізані дренажні патрубки з запірною арматурою.

4) Робочою групою було проведено вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу. На найнижчій точці обраної ділянки газопроводу було вирізано ревізійне віконце в ізоляційному покритті для встановлення і забезпечення акустичного контакту з п'єзоелектричним перетворювачем дефектоскопа. В процесі вимірювання було отримано чіткий відбитий луно-сигнал від поверхні накопиченої нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу (за наявності твердих відкладів на донній поверхні стінки труби газопроводу) і визначено, що рівень рідини в порожнині газопроводу складає 26 мм.

5) На основі вимірняного рівня нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу (26 мм), наданої методики визначення об'єму нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу і параметрів газопроводу (рис. 1) проведено розрахунок об'єму нетехнологічної рідини для контрольованої ділянки.

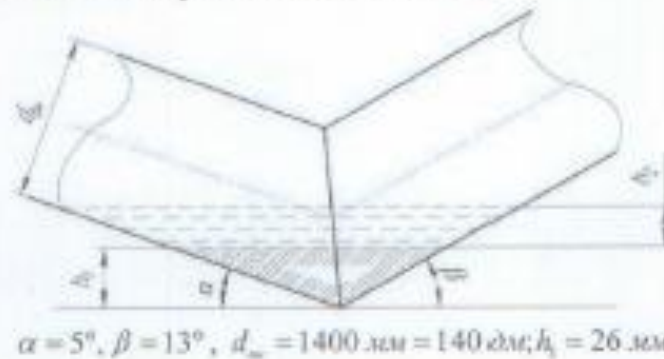


Рисунок 1 – Параметри ділянки газопроводу для розрахунку об'єму нетехнологічної рідини в його порожнині

Розрахунок об'єму нетехнологічної рідини:

(розрахунок констант)

$$A_1 = -\left(\operatorname{tg}\left(\frac{\alpha + \beta}{2}\right) + \operatorname{ctg}(\alpha)\right) = -\left(\operatorname{tg}\left(\frac{5 + 13}{2}\right) + \operatorname{ctg}(5)\right) = -7,755$$

$$A_2 = -\left(\operatorname{tg}\left(\frac{\alpha + \beta}{2}\right) + \operatorname{ctg}(\beta)\right) = -\left(\operatorname{tg}\left(\frac{5 + 13}{2}\right) + \operatorname{ctg}(30)\right) = -1,087$$

$$B_1^{el} = \frac{d_m}{2} \cdot A_1 + \frac{h_l}{\sin(\alpha)} = \frac{13,8}{2} \cdot (-7,755) + \frac{2,05}{\sin(5)} = -53,509$$

$$B_2^{el} = \frac{d_m}{2} \cdot A_2 + \frac{h_l}{\sin(\beta)} = \frac{13,8}{2} \cdot (-1,087) + \frac{2,05}{\sin(30)} = -4,274$$

$$C_1 = \arccos\left(\frac{2 \cdot (-7,31)}{-11,745 \cdot 5,25}\right) = 1,331$$

$$V_{el} = \frac{1}{3} \left[ \frac{d_m^2}{4} \cdot \left\{ 3 \cdot C_1 \cdot (B_1^{el} + B_2^{el}) - d_m \cdot \sin(C_1) \cdot (A_1 + A_2) \right\} - \operatorname{tg}(C_1) \cdot \left( \frac{(B_1^{el})^3}{A_1^2} + \frac{(B_2^{el})^3}{A_2^2} \right) \right] =$$

$$= \frac{1}{3} \left[ \frac{13,8^2}{4} \cdot \left\{ 3 \cdot 1,331 \cdot (-7,31 - 1,274) - 13,8 \cdot \sin(1,331) \cdot (-11,745 - 2,047) \right\} - \operatorname{tg}(1,331) \cdot \left( \frac{(-7,31)^3}{(-11,745)^2} + \frac{(-1,274)^3}{(-2,047)^2} \right) \right] = 4173,7$$



6) Робочою групою було проведено випуск накопиченої на контрольованій ділянці нетехнологічної рідини через дренажні патрубки у технологічну ємність. Фактичний об'єм нетехнологічної рідини склав 398 л.

7) Робоча група встановила, що апробований метод визначення рівня нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу дозволяє оперативно без втручання в газову мережу та зупинки транспортування газу визначати наявність і об'єм нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу. Похибка визначення об'єму нетехнологічної рідини (менше 10%) є прийнятною для прийняття експлуатаційного рішення щодо її своєчасного вилучення рідини з порожнини газопроводу у встановленому порядку попереджуючи виникнення аварійних ситуацій.

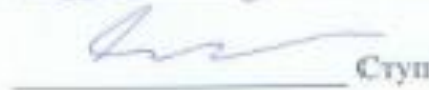
Члени робочої групи:



Ніколаєв В.В.



Копієвський С.П.



Ступніков С.М.



Балахевич Р.Ю.

## ДОДАТОК Д



## АКТ

Промислової апробації методу вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу і методики визначення її об'єму

Робоча група у складі:

Голови:

Пеньківського Віктора Юліовича.

та членів робочої групи:

1. Ничипоренко Миколи Вікторовича,
2. Гошви Романа Миколайовича,
3. Банахевича Романа Юрійовича.

склала цей акт про таке:

1) 25 вересня 2014 року робоча група здійснила промислову апробацію методу вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу і методики визначення її об'єму.

2) Робочій групі були надані:

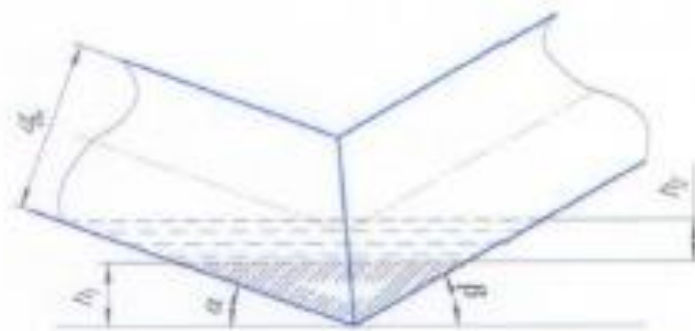
- результати попередніх довготривалих експериментальних досліджень системи моніторингу рівня рідинних скупчень в порожнині трубопроводу в умовах науково-навчального полігону технічної діагностики підземних комунікацій кафедри технічної діагностики та моніторингу ІФНТУНГ;
- методику визначення об'єму нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу;
- обладнання для проведення досліджень (портативний цифровий ультразвуковий дефектоскоп DiO 562LC (серійний номер 04-118)), прямий п'єзоелектричний перетворювач з робочою частотою 2,5 МГц, акустичний кабель.

3) Для проведення апробації робоча група обрала відкриту ділянку діючого магістрального газопроводу «Прогрес» Ду 1400. Дана ділянка характерна висхідним перепадом висоти і потенційно небезпечна щодо накопичення нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу (за даними технологічних

огляді). Для відводу нетехнологічної рідини на даній ділянці врізані дренажні патрубки з запірною арматурою.

4) Робочою групою було проведено вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу. На найнижчій точці обраної ділянки газопроводу було вирізано ревізійне віконце в ізоляційному покритті для встановлення і забезпечення акустичного контакту з п'єзоелектричним перетворювачем дефектоскопа. В процесі вимірювання було отримано чіткий відбитий луно-сигнал від поверхні накопиченої нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу (за наявності твердих відкладів на донній поверхні стінки труби газопроводу) і визначено, що рівень рідини в порожнині газопроводу складає 53 мм.

5) На основі виміряного рівня нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу (53 мм), наданої методики визначення об'єму нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу і параметрів газопроводу (рис. 1) проведено розрахунок об'єму нетехнологічної рідини для контрольованої ділянки.



$$\alpha = 11^\circ, \beta = 19^\circ, d_w = 1370 \text{ мм} = 137 \text{ дм}; h_l = 76 \text{ мм}$$

Рисунок 1 – Параметри ділянки газопроводу для розрахунку об'єму нетехнологічної рідини в його порожнині

Розрахунок об'єму нетехнологічної рідини:

(розрахунок констант)

$$A_1 = -\left(\operatorname{tg}\left(\frac{\alpha + \beta}{2}\right) + \operatorname{ctg}(\alpha)\right) = -\left(\operatorname{tg}\left(\frac{11 + 19}{2}\right) + \operatorname{ctg}(5)\right) = -4,358$$

$$A_2 = -\left(\operatorname{tg}\left(\frac{\alpha + \beta}{2}\right) + \operatorname{ctg}(\beta)\right) = -\left(\operatorname{tg}\left(\frac{11 + 19}{2}\right) + \operatorname{ctg}(30)\right) = -2,392$$

$$B_1^{\text{н}} = \frac{d_w}{2} \cdot A_1 + \frac{h_l}{\sin(\alpha)} = \frac{7,6}{2} \cdot (-4,358) + \frac{2,05}{\sin(5)} = -31,622$$

$$B_2^{\text{н}} = \frac{d_w}{2} \cdot A_2 + \frac{h_l}{\sin(\beta)} = \frac{7,6}{2} \cdot (-2,392) + \frac{2,05}{\sin(30)} = -14,217$$

$$C_1 = \arccos\left(\frac{2 \cdot (-7,31)}{-11,745 \cdot 137}\right) = 1,783$$

$$V_{\text{об}} = \frac{1}{3} \left[ \frac{d_{\text{об}}^3}{4} \cdot \{3 \cdot C_1 \cdot (B_1^{\text{об}} + B_2^{\text{об}}) - d_{\text{об}} \cdot \sin(C_1) \cdot (A_1 + A_2)\} - \text{tg}(C_1) \cdot \left( \frac{(B_1^{\text{об}})^2}{A_1^2} + \frac{(B_2^{\text{об}})^2}{A_2^2} \right) \right] =$$

$$= \frac{1}{3} \left[ \frac{137^3}{4} \cdot \{3 \cdot 1,783 \cdot (-7,3) - 1274 - 137 \cdot \sin(33) \cdot (-11745 - 2047)\} - \text{tg}(33) \cdot \left( \frac{(-7,3)^2}{(-11745)^2} + \frac{(-1274)^2}{(-2047)^2} \right) \right] = 3568,2$$

6) Робочою групою було проведено випуск накопиченої на контрольованій ділянці нетехнологічної рідини через дренажні патрубки у технологічну ємність. Фактичний об'єм нетехнологічної рідини склав 375 л.

7) Робоча група встановила, що апробований метод визначення рівня нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу дозволяє оперативно без втручання в газову мережу та зупинки транспортування газу визначати наявність і об'єм нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу. Похибка визначення об'єм нетехнологічної рідини (менше 10%) є прийнятною для прийняття експлуатаційного рішення щодо її своєчасного вилучення рідини з порожнини газопроводу у встановленому порядку попереджуючи виникнення аварійних ситуацій.

Члени робочої групи:

 (Пеньківський В.Ю.)

 (Ничипоренко М.В.)

 (Гошва Р.М.)

 (Банахевич Р.Ю.)

## ДОДАТОК Е

**А К Т**

**практичного застосування результатів дисертаційної роботи  
 Банахевича Романа Юрійовича  
 на тему "Розроблення методу діагностування скупчень у порожнинах  
 лінійної частини магістральних газопроводів" у виробничий процес.**

Дисертаційна робота аспіранта Банахевича Р.Ю., виконана у Івано – Франківському національному технічному університеті нафти і газу під керівництвом д. т. н., проф. Карпаша О.М., присвячена підвищенню ефективності та надійності експлуатації магістральних газопроводів, на яких виявлено скупчення рідини та бруду на окремих ділянках. В роботі запропоновано:

- систему моніторингу наявності рідини та бруду в порожнині діючого магістрального газопроводу;
- методи ідентифікації ймовірних місць виникнення та локалізації значних рідинних скупчень у порожнинах МГ;
- метод та засоби визначення наявності і рівня рідинного скупчення в діючому МГ;
- аналітичний метод локалізації та визначення об'єму скупчень нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу;
- спосіб технічного діагностування порожнини труби газопроводу без втручання в його роботу та порушення режиму транспортування газу, що полягає у застосуванні ультразвукового методу визначення рівня рідини в місця її скупчення в порожнині труби.

Крім того, в дисертаційній роботі автором досить широко подано питання вивчення та опрацювання теми досліджень як вітчизняними, так і зарубіжними вченими, запропоновано систему виявлення скупчень рідини та бруду в порожнині газопроводу і систему його моніторингу за допомогою контрольних постів та обладнання і програмного забезпечення для розрахунків рівня і кількості рідини на визначеній ділянці газопроводу. Досить детально описано функціональне призначення кожного окремого елемента запропонованої системи і показано її застосування на конкретних ділянках, подано результати експериментальних та натурних досліджень, подано аналіз отриманих результатів та відзначено похибки між теоретично обчисленими даними та отриманих фактичних вимірів.

Система моніторингу наявності рідини та бруду в порожнині діючого

магістрального газопроводу, була застосована для моніторингу ділянки МГ «Острогозьк – Шебелинка» П н. Ду 1220, Ру 5,5 МПа, км 165 Куп'янського ЛВУ МГ філії УМГ «ХАРКІВТРАНСГАЗ». Встановлено, що скучення рідини та бруду виникають, як правило в місцях пониженого рельєфу траси, а їх наявність та кількість були чітко зафіксовані приладами та змонтованою системою моніторингу. Це свідчить про достатність запропонованих технічних рішень і технологічного обладнання.

Економічний ефект від впровадження згаданої вище системи моніторингу за 2014 рік склав 212,3 тис. грн.

**Начальник відділу експлуатації  
ЛЧМГ, ГРС і ПКЗ:**



**Кузенко П.З.**



### РОЗРАХУНОК

**економічного ефекту від впровадження результатів дисертаційної роботи Банахевича Р.Ю. на тему «Розроблення методу діагностування скупчень у порожнинах лінійної частини магістральних газопроводів» у виробничий процес**

1. Витрати на монтаж, налагоджування і впровадження системи моніторингу магістральних газопроводів на предмет виявлення місць та об'єму скупчень рідини та бруду в порожнині труби – 47,4 тис. грн. (фактична вартість робіт взята із калькуляції ІФНТУНГ, включаючи відрядження спеціалістів).
2. Вартість системи – 179,8 тис. грн. (прейскурант виробника).
3. Вартість робіт із локалізації та ліквідації рідини та бруду із місць виявлених скупчень на МГ "Острогозьк – Шебелинка" ІІ н. Ду 1220, Ру 5,5 МПа, км 165 Куп'янського ЛВУ МГ філії УМГ "ХАРКІВТРАНСГАЗ" – 439,5 тис. грн. (калькуляція Куп'янського ЛВУМГ).
4. РОЗРАХУНОК:

$$439,5 - 47,4 - 179,8 = 212,3 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження результатів дисертаційної роботи Банахевича Р.Ю. на тему "Розроблення методу діагностування скупчень у порожнинах лінійної частини магістральних газопроводів" у виробничий процес склав за 2014 рік 212,3 тис. грн.

**Начальник фінансового відділу**



**О.А. Ситнік**