

## ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЗБОРУ, ПІДГОТОВКИ ТА ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ ГАЗОВИДОБУВНОГО ПІДПРИЄМСТВА

Грудз В. Я., Марущенко В. В., Братах М. І., Савчук М. Т., Філіпчук О. О.

*В роботі приведено результати аналізу стану діючої системи збору, підготовки та транспортування свердловинної продукції Опішнянського, Котелевського та західного склепіння Березівського газоконденсатних родовищ АТ «Укргазвидобування» (м. Київ, Україна). Виявлено основні ускладнення при експлуатації газозбірних мереж на завершальній стадії розробки родовищ і запропоновано заходи щодо нівелювання їх негативного впливу на обсяги видобутку.*

*На першому етапі досліджень було здійснено польові заміри режимів роботи системи в літній та зимовий період. Експериментально встановлено, що в зимовий період експлуатації процес сепарації газу на сепараційному обладнанні здійснюється якісніше, ніж в літній період експлуатації. Це пов'язано з впливом понижених температур на процес випадання рідкої фази із природного газу.*

*Основна ідея роботи полягає у впровадженні постійного моніторингу роботи газозбірної системи на предмет виявлення змін термобаричного режиму експлуатації. Такі зміни можуть сигналізувати на високу вірогідність утворення рідинних скупчень, які чинитимуть додатковий гідравлічний опір.*

*Результати моніторингу зміни тиску, температури, точок роси і композиційного складу природного газу дозволяють провести їх комплексний аналіз та з прийнятною точністю оцінити можливість формування мас рідини на певних ділянках газопровідної системи. Це виключає необхідність підтвердження їх наявності за допомогою приладового обладнання і додаткових людських ресурсів, а також скорочує час на реагування на виникнення проблеми.*

*Такий підхід буде досить цікавий і для великих міжнародних компаній, оскільки запаси природного газу постійно вичерпуються, а вилучення залишкових запасів газу із виснажених родовищ є привабливою метою для компаній-видобувників. Крім того, застосування простих способів очистки на основі аналізу гідравлічної ефективності трубопроводів дозволяє суттєво скоротити як часові, так і матеріальні ресурси.*

**Ключові слова:** *система збору газу, багатofазний потік, промисловий газопровід, ділянка трубопроводу, гідравлічна ефективність.*

### 1. Вступ

Родовища видобувного регіону України експлуатують вже доволі тривалий час. Переважна більшість з них увійшла в стадію завершальної розробки в газовому режимі на виснаження. Отже, рівень видобутку газу, насамперед, залежатиме від рівня робочого тиску на гирлі свердловин, обсягів його споживання і ефективності роботи обладнання об'єктів наземної частини родовищ, на яких здійснюється збір, підготовка і транспортування газу.

На сьогоднішній день АТ «Укргазвидобування», м. Київ, Україна (далі – Компанія) володіє найпотужнішою системою збору, підготовки та транспортування газу серед газовидобувних компаній в Україні. Вона включає в себе 9 272 кілометрів промислових трубопроводів (міжпромислові газопроводи, шлейфи, газопроводи підключення, колектори, і ін.), понад 2 700 свердловин, 140 родовищ, 39 дожимних

компресорних станцій, 184 установки комплексної підготовки газу. В структуру газовидобувної Компанії входять три газопромислових управління (ГПУ): «Шебелинкагазвидобування» (смт. Донець, Харківська обл.), «Полтавагазвидобування» та «Львівгазвидобування», які здійснюють основні функції з видобутку, підготовки та транспортування газу до точок передачі у магістральні газопроводи. Об'єм газу видобутого Компанією за 2017 рік становить 15,25 млрд. кубометрів [1].

Враховуючи стратегію нарощування видобутку «20/20», протягом останніх років Україна збільшує видобування газу:

- шляхом розвідки нових перспективних газовидобувних районів;
- збільшенням обсягів робіт по бурінню і введенням в експлуатацію нових свердловин;
- проведенням капітальних ремонтів свердловин;
- пониженням гирлових тисків свердловин до мінімально допустимих значень, враховуючи природне падіння пластових тисків родовищ (режим роботи родовищ на «виснаження»);
- шляхом встановлення гирлових малодежимних компресорних станцій (МДКС), нульових ступенів існуючих дожимних компресорних станцій (ДКС) тощо.

Але на базі перелічених способів із збільшенням 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 від гирла свердловини до установки комплексної підготовки газу (УКПГ) або від УКПГ до ДКС.

Рух газорідинних потоків в порожнині трубопроводу може мати три структури від кільцевої до пробкової і розшарованої, які в будь-якому разі характеризуються наявністю локалізованої рідини в понижених і на висхідних ділянках газопроводу. Результатом чого є утворення гідравлічних пробок, що частково чи повністю перекривають переріз труби, які характеризуються зростанням гідравлічного опору і гідростатичного перепаду тиску.

Першопричинами зростання втрат тиску під час транспортування газу є:

- зниження експлуатаційного тиску за сталого об'єму перекачування, що позначається на втратах тиску на тертя;
- утворення певного об'єму забруднень в порожнині труби, що формує додаткові місцеві гідравлічні опори.

Крім того, необхідно зауважити, що наявність в газопроводі місцевих опорів спричиняє зміну температурного режиму, що 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.

Враховуючи той фактор, що історія видобування паливних ресурсів України починається на початку минулого століття, внаслідок чого переважна більшість розвіданих родовищ на даний момент знаходяться на завершальній стадії експлуатації і мають підвищений рідинний фактор. А також враховуючи програму нарощування власного видобутку та цінність кожного видобутого кубічного метра газу, на даний час актуальним питанням залишається злагоджена робота системи «пласт-

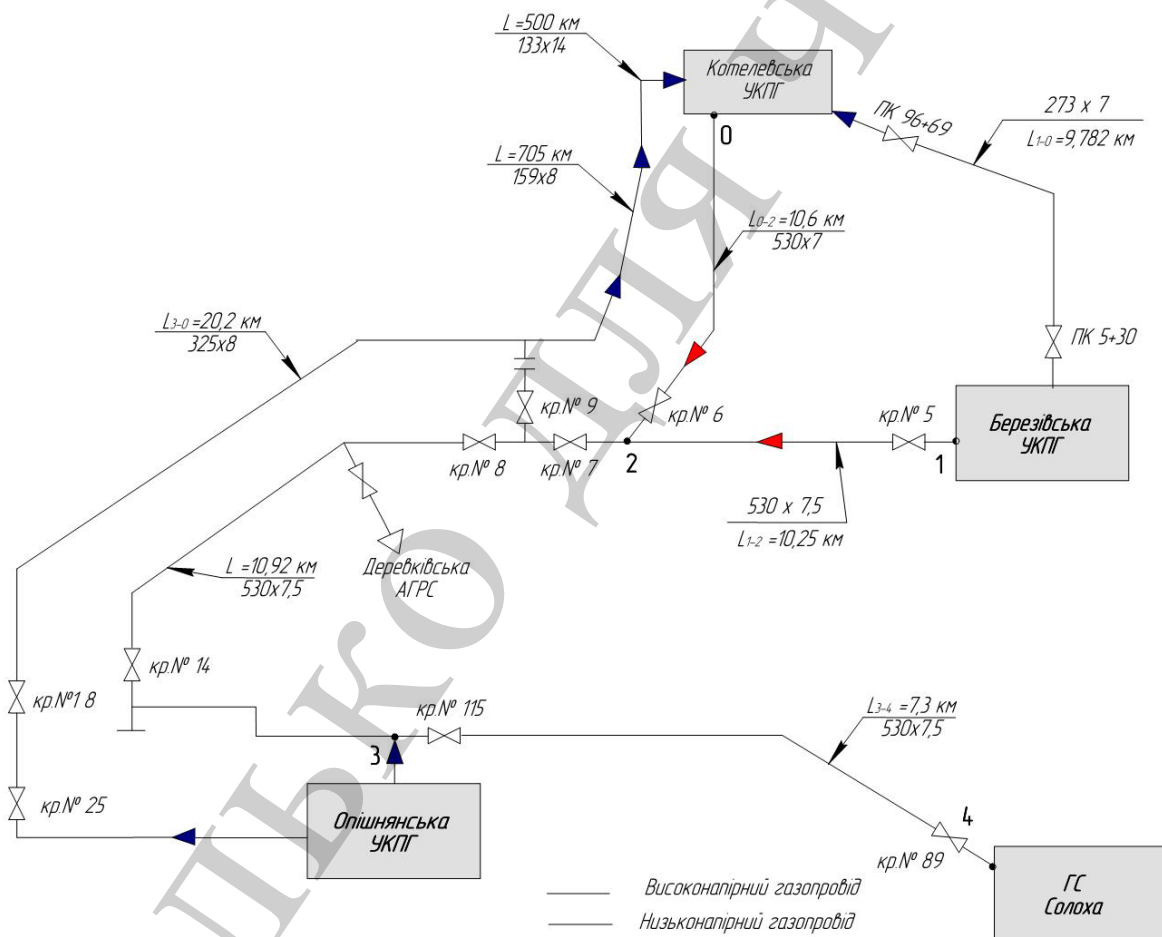
свердловина-шлейф-УКПГ-магістральний газопровід». А також забезпечення її функціонування з мінімальними затратами на транспортування та забезпечення пропускної здатності на режимах сьогодення.

## 2. Об'єкт дослідження та його технологічний аудит

Об'єктом дослідження є система міжпромислових газопроводів Котелевської групи родовищ, що збирає газ з Березівської, Котелевської та Опішнянської УКПГ газопромислового управління та транспортує газ на комплексну підготовку на головні споруди (ГС) Солоха по:

- низьконапірних газопроводах для подачі газу з свердловин низького тиску без компримування газу Опішнянської УКПГ та Березівської УКПГ (робочий тиск в межах 8–12 ат);

- високонапірних газопроводах для подачі газу з свердловин високого тиску Березівського, Котелевського та Опішнянського газоконденсатних родовищ (ГКР) та скомпримованого газу на ДКС Опішнянської і Котелевської УКПГ (рис. 1) [2].



**Рис. 1.** Схема розміщення системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котелевську УКПГ, Опішнянську УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» та транспортують газ на комплексну підготовку на ГС Солоха

Газопромислове управління «Полтавагазвидобування» в своїй структурі має п'ять цехів з видобутку нафти, газу та конденсату (ЦВНГК): Машівський, Солохівський, Гадяцький, Яблунівський і Краснокутський. Видобування, збір та

підготовка газу до транспортування здійснюється на вище приведених ЦВНГК з наступною передачею до магістральних газопроводів. Протяжність промислових та міжпромислових газопроводів ГПУ «Полтавагазвидобування» становить 3 939,572 км. Об'єм газу, що видобувається даним газопромисловим управлінням складає понад 5,8 млрд. кубометрів природного газу, станом на 2017 рік, що становило 40 % від загального видобутку природного газу Компанії [1].

Існуюча система збору, підготовки та транспортування газу була введена в експлуатацію в 1960–1970-х роках та, відповідно, розрахована на значно інші режими роботи. На даний момент, враховуючи природне падіння гирлових тисків, а також підвищений вологовміст газу, чітко спостерігається пониження якості підготовки природного газу в зв'язку із неефективною роботою системи збору та підготовки на існуючих режимах роботи.

Наявність рідини в порожнині газопроводу є одним із факторів, що суттєво знижує ефективність функціонування газовидобувної системи. В умовах експлуатації промислових газопроводів дуже важливим завданням є визначення об'єму рідини в їх порожнинах, оскільки її наявність негативно впливає на роботу всіх вузлів газовидобувної системи.

### **3. Мета та задачі дослідження**

*Метою роботи* є оцінка можливості самоочищення системи міжпромислових газопроводів за рахунок впровадження комплексу заходів із збільшення лінійних швидкостей газу достатніх для надання рідинним забрудненням руху між різноорієнтованими в просторі ділянками на основі моніторингу гідравлічного стану.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі задачі:

1. Дослідити режими роботи і гідравлічний стан системи промислових газопроводів Котелевської групи родовищ (ГПУ «Полтавагазвидобування») та обробити, систематизувати і проаналізувати дані.
2. Зробити оцінку гідравлічної ефективності експлуатації системи промислових газопроводів та термобаричного і швидкісного режиму експлуатації в зимовий та літній період.
3. Визначити природні пастки рідини та об'єм забруднень.
4. Зробити оцінку надійності роботи системи газопроводів в частині виникнення залпових викидів рідини та утворення гідратів.
5. Змоделювати пониження гирлових тисків Котелевської групи родовищ.

### **4. Дослідження існуючих рішень проблеми**

Ефективність роботи систем збору та транспортування газу з родовищ газовидобувної Компанії залежить від гідравлічного стану сукупних ділянок лінійної частини газопроводів (промислових, міжпромислових та ін.). Тому необхідно проводити періодичний моніторинг гідравлічного стану з метою оцінки фактичних гідравлічних характеристик (визначення перепадів тиску, фактичних коефіцієнтів гідравлічного опору ділянки та гідравлічної ефективності, орієнтовний об'єм забруднень). Оскільки відхилення від номінального режиму роботи вказуватиме на утворення двофазних течій, що значно знижує ефективність та надійність експлуатації системи.

Станом на 80–90-ті рр. минулого сторіччя багато уваги приділяється дослідженням двофазного потоку. Розроблено моделі руху газу і рідини в трубах, створено нові способи визначення кількості рідини в порожнині газопроводу та

способи вилучення рідини з газопроводу, модернізовано пристрої для відведення рідини. Одним із таких способів є метод створення імпульсного режиму робочого потоку газу (Метод швидкісного потоку газу) [3]. За межами України на даний час приділяється значна увага очистці внутрішньої порожнини газопроводу методом пропускання очисних пристроїв різних конструкцій. Розроблено методи очищення порожнини шлейфів і газопроводів гелевими поршнями [4] та поверхнево-активними речовинами [5], а також методи уточнених розрахунків гідравлічного стану газоконденсатних газопроводів [6, 7]. Крім того, завдяки створенню модернізованого сепараційного обладнання значно покращується очистка газу на промислах. Щодо України, то сьогодні сучасним єдиним нормативним документом, що регламентує порядок виконання гідравлічного розрахунку, є ВСН 51.1–85 [8], положення якого та власні розробки фахівців Українського науково-дослідного інституту природних газів (УкрНДІгазу) (м. Харків) покладено в створення програмно-розрахункового комплексу «Контроль залпових викидів рідини з порожнини газопроводу». Даний комплекс складається із трьох взаємозв'язаних програм: гідравлічна ефективність, об'єм забруднень та гідратуутворення, на основі якого проведено розрахунки, представлені в роботі [9]. Всі гідравлічні розрахунки газопроводів виконано відповідно до вимог [8, 10].

Отже, вирішення задачі аналізу режимів роботи газозбірної та газотранспортної системи, визначення проблемних ділянок з точки зору погіршення гідравлічної ефективності, а також обґрунтування доцільності впровадження заходів щодо очистки газопроводів є перспективним питанням.

При розв'язанні проблеми очищення газопроводу потрібно з'ясувати причини потрапляння рідини та кількість. Це дасть можливість контролювати будь-які зміни в процесі експлуатації та своєчасно прийняти рішення щодо часу проведення очистки. Слід також зазначити, що об'єм забруднень у газопроводах, розрахований теоретичним шляхом, відрізняється від визначеного експериментальним. Тому зазначена проблема потребує детального вивчення.

Крім того, слід звернути увагу на відмінності у підході до очищення внутрішньої порожнини промислових трубопроводів. Відповідно до вимог нормативних документів рішення щодо очищення такого типу трубопроводів приймається виключно на основі внутрішньої трубної інспекції [11], що фактично неможливо провести в українських специфічних умовах, детально висвітлених у [12].

Тим не менш, слід зазначити ту обставину, що в будь-яких умовах, в порожнині трубопроводів буде утворюватися багатофазове середовище. Дане середовище вважається відносно нерухомим в умовах експлуатації зрілих родовищ, або ж постійно змінює свою форму при локалізації в понижених місцях за умови зміни термобаричного режиму експлуатації [13]. Хоча, з іншого боку, проблема поведінки багатофазових середовищ в умовах зміни термобаричного режиму роботи трубопроводу в основному висвітлена для нафтопроводів і ниток колекторів, що збирають нафту, враховуючи можливість утворення як парафінових відкладів [14], так і смол [15, 16].

Процеси випадіння та формування рідинних скупчень в газозбірних мережах носять більш специфічний характер. Такі забруднення є більш рухомими тоді, коли основним забрудником буде газовий конденсат, і більш стійкими до локалізації на завершальному етапі розробки родовищ, коли формуватимуться виключно із водних фракцій лише із слідами конденсату. В будь-яких випадках спеціалісти рекомендують

проводити комплексне обстеження ділянок трубопроводів, де можливе накопичення рідини [17].

В [18] представлено, що для попередження накопичення рідинних забруднень в порожнині трубопроводу на висхідних ділянках трубопроводів проводилися заходи по заміні шлейфів більших діаметрів на менші. Відповідно, дані заходи проводилися з метою забезпечення мінімально необхідних швидкостей газу для забезпечення винесення рідини на УКПГ.

За умови відсутності чітких нормативних вказівок, яким чином проводити таку діагностику, аналіз гідравлічної ефективності слід вважати доволі простим і економічним методом, попри його суттєву похибку і необхідність проводити доволі часто.

## 5. Методи досліджень

Для дослідження динаміки коефіцієнту гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів в рамках даної роботи було проведено вимірювання фактичних технологічних параметрів на окремих ділянках. З метою оцінки впливу зміни температури навколишнього середовища на показник коефіцієнту гідравлічної ефективності, вимірювання проводилось в зимовий та літній періоди експлуатації.

В табл. 1, 2 представлено вихідні дані системи міжпромислових газопроводів, що збирають газ з УКПГ та транспортують газ на комплексну підготовку на ГС Солоху.

**Таблиця 1**

Дані гідравлічної ефективності системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котелевську УКПГ, Опішнянську УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» та транспортують газ на комплексну підготовку на ГС Солоха, в зимовий період експлуатації

№ ділянки трубопроводу	Початковий тиск, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Кінцевий тиск, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Початкова температура, °С	Кінцева температура, °С	Розхід газу, тис. м <sup>3</sup> /доба	Густина газу при стандартних умовах, кг/м <sup>3</sup>	Температура точки роси, °С	Технічна характеристика			Рік введення в експлуатацію	Примітка
								Довжина, км	D, мм	Товщина стінки, мм		
1	27,94	26,47	16,37	3,3	623,33	0,783	0	10,25	530	7,5	1992	–
2	26,47	26,16	3,3	3,2	1748,0	0,783	0	10,92	530	7,5	1992	Попутний відбір газу на автоматичній газорозподільчій станції (АГРС) Деревки
3	26,61	26,47	11,0	3,3	1124,68	0,783	0	10,6	530	7	1992	–
4	26,16	25,54	3,2	3,1	2232,24	0,783	-2,3	7,3	530	7,5	1972	–
Подача газу низьконапірних свердловин												
5	9,68	8,44	3,47	3,3	148,6	0,783	0	20,2	228 екв.		1979	–
6	9,6	8,75	-2,07	3,3	90,00	0,783	0	9,782	273	7	2012	–

Таблиця 2

Дані гідравлічної ефективності системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котельвську УСП, Опішнянську УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» та транспортують газ на комплексну підготовку на ГС Солоха, в літній період експлуатації 2017 р.

№ ділянки трубопроводу	Початковий тиск, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Кінцевий тиск, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Початкова температура, °С	Кінцева температура, °С	Розхід газу, тис. м <sup>3</sup> /доба	Густина газу при стандартних умовах, кг/м <sup>3</sup>	Температура точки роси, °С	Технічна характеристика			Рік введення в експлуатацію	Примітка
								Довжина, км	D, мм	Товщина стінки трубопроводу, мм		
1	31,15	31,06	19,26	13,8	726,453	0,771	13,8	10,25	530	7,5	1992	–
2	31,06	30,29	13,8	12,9	1814,973	0,771	12,9	10,92	530	7,5	1992	Попутний відбір газу на автоматичній газорозподільчій станції (АГРС) Деревки
3	31,72	31,06	33,01	13,8	1088,520	0,779	13,8	10,6	530	7	1992	–
4	30,54	29,01	12,9	12,7	2255,234	0,757	12,7	7,3	530	7,5	1972	–
Подача газу низьконапірних свердловин												
5	11,38	9,84	27,35	13,8	161,577	0,771	13,8	20,2	228 екв.		1979	–
6	На момент проведення досліджень газопровід не працював							9,782	273	7	2012	–

Проведене дослідження ґрунтувалось на вимірюванні технологічних параметрів в контрольних точках наступних ділянок міжпромислових газопроводів:

– Високонапірні:

1 – «УКПГ Березівка – кран (кр.) № 6 точка підключення (т. п.) УКПГ Котельва»;

2 – «кр. № 6 т. п. УКПГ Котельва – т. п. УКПГ Опішня»;

3 – «УКПГ Котельва – кран № 6 т. п. до газопроводу УКПГ Березівка – т. п. УКПГ Опішня»;

4 – «УКПГ Опішня – ГС Солоха».

– Низьконапірні:

5 – «УКПГ Опішня – УКПГ Котельва»;

6 – «УКПГ Березівка – УКПГ Котельва».

## 6. Результати дослідження

Результати розрахунку гідравлічної ефективності системи міжпромислових газопроводів проведено на основі технологічних вимірювань в зимовий та літній період експлуатації. Результати включають визначення надлишкових втрат тиску, оцінку швидкісного режиму експлуатації, розрахунок орієнтовного об'єму забруднень і перевірку умов проходження процесу залпових викидів рідини та умов виникнення гідратів, які представлено в табл. 3, 4 [2].

Із результатів розрахунку гідравлічної ефективності системи міжпромислових газопроводів в зимовий період експлуатації (табл. 3) видно, що ділянка високонапірного газопроводу Березівська УКПГ – т. п. Котельвської УКПГ (кр. № 6) забруднена (надлишкові втрати тиску складають 1,39 кгс/см<sup>2</sup> (94,5 %),  $V_{забр.}=29,9$  м<sup>3</sup>;  $E=23,5$  %) і потребує постійного моніторингу за накопиченням рідини та впровадження заходів по очистці.

Ділянка низьконапірного газопроводу Березівська УКПГ – Котелевська УКПГ також є забрудненою. Надлишкові втрати тиску складають  $0,78 \text{ кгс/см}^2$  (92 %),  $V_{\text{забр.}}=5,21 \text{ м}^3$ ;  $E=30,47 \%$ ) з високою імовірністю перерозподілу забруднень (внаслідок залпового викиду) по газопроводу. Це потребує постійного моніторингу за гідравлічним станом.

На всіх ділянках високонапірних та низьконапірних газопроводів, окрім газопроводу Опішнянська УКПГ – Котелевська УКПГ, виконуються умови гідратування.

Низьконапірний газопровід Опішнянська УКПГ – Котелевська УКПГ працює з оптимальними втратами тиску, викликаними переважно місцевими опорами (переходи діаметру) та незначними рідинними забрудненнями.

**Таблиця 3**

Результати розрахунку гідравлічної ефективності системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котелевську УКПГ, Опішнянську УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» та транспортують газ на комплексну підготовку на ГС Солоха, в зимовий період експлуатації

№ ділянки	Перевірка баричного режиму експлуатації				Висновок	Швидкісний режим	Гідравлічний режим експлуатації			Умовинення гідратів в період проведення досліджень	Висновок щодо роботи системи	
	Початковий тиск, $\text{кгс/см}^2$ (ат)	Кінцевий тиск, $\text{кгс/см}^2$ (ат)	Перепад тиску, $\text{кгс/см}^2$ (ат)	Надлишковий перепад тиску внаслідок наявності забруднень, $\text{кгс/см}^2$		Швидкість газу, м/с	Гідравлічна ефективність газопроводу, %	Орієнтовний об'єм забруднень, $\text{м}^3$	Критичний об'єм забруднень, $\text{м}^3$			Імовірність залпового викиду рідини
1	27,94	26,47	1,47	1,39	Практично всі втрати тиску викликані наявністю рідини в порожнині трубопроводу	1,14	23,5	29,9	30,3	99 %	Виконується	Ділянка забруднена, потребує очистки, постійного моніторингу за накопиченням рідини, утворення гідратів при температурі нижче $7,6 \text{ }^\circ\text{C}$
					Швидкість газу сприяє осадженню рідини з потоку газу							
2	26,47	26,16	0,31	0,0	Надлишкових втрат тиску немає	3,22	96,75	0	0	Відсутня	Виконується	Ділянка газопроводу чиста, очистки не потребує, утворення гідратів при температурі нижче $7,27 \text{ }^\circ\text{C}$
					Зростання швидкостей газу дозволяє запобігти гравітаційному осадженню							
3	26,61	26,47	0,14	0,02	Надлишкові втрати тиску незначні	2,04	92,25	5,26	37,07	14,2 %	Виконується	Гідравлічний стан ділянки задовільний, очистки не потребує, утворення
					Швидкість газу сприяє осадженню рідини з потоку							



						газу							гідратів при температурі нижче 7,35 °С
4	26,16	25,54	0,62	0,01	Надлишкові втрати тиску незначні	4,20 Швидкості газу достатньо для перерозподілу мас рідини	99,33	0	12,85	Відсутня Залпових викидів рідини не прогнозується	Виконується	Ділянка газопроводу чиста, утворення гідратів при температурі нижче 7,09 °С	
5	9,68	8,44	1,24	0,22	Надлишкові втрати тиску незначні	3,97 Швидкості газу достатньо для перенесення рідини в крапельному стані	90,84	1,84	8,34	22 % Низька ймовірність залпового викиду рідини	Відсутня	Гідравлічний стан ділянки задовільний, потребує постійного моніторингу за накопиченням рідини	
6	9,6	8,75	0,85	0,78	Практично всі втрати тиску викликані наявністю рідини в порожнині трубопроводу	1,82 Швидкість газу сприяє осадженню рідини з потоку газу	30,47	5,21	7,11	73 % Висока ймовірність залпового викиду рідини	Виконується	Ділянка забруднена, потребує очистки, постійного моніторингу за накопиченням рідини	

Результати досліджень, в літній період експлуатації (табл. 4) свідчать, що ділянка високонапірного газопроводу т.п. Котелевської УСП (кр. № 6) – Опішнянська УКПГ має невелику ступінь забруднення (надлишкові втрати тиску складають 0,24 ат,  $V_{збр.}=8,54$  м<sup>3</sup>;  $E=82,58$  %). Експериментально підтверджено, що ділянка потребує постійного моніторингу за накопиченням рідини [2].

Найбільше забрудненими є такі ділянки системи газопроводів:

– ділянка високонапірного газопроводу Котелевська УСП – т.п. до газопроводу Березівська УКПГ – Опішнянська УКПГ, надлишкові втрати тиску складають 0,49 ат,  $V_{збр.}=22,33$  м<sup>3</sup>;  $E=51,27$  %), потребує очистки та постійного моніторингу гідравлічного стану;

– ділянка високонапірного газопроводу Опішнянська УКПГ – ГС Солоха, надлишкові втрати тиску складають 0,99 ат,  $V_{збр.}=11,14$  м<sup>3</sup>;  $E=64,33$  %) з високою ймовірністю перерозподілу забруднень (внаслідок залпового викиду) по газопроводу, потребує очистки та постійного моніторингу гідравлічного стану.

Низьконапірний газопровід Опішнянська УКПГ – Котелевська УСП працює з оптимальними втратами тиску, викликаними переважно місцевими опорами (переходи діаметру) та незначними рідинними забрудненнями.

Ділянка низьконапірного газопроводу Березівська УКПГ – Котелевська УКПГ на момент проведення досліджень не працювала.

На всіх ділянках високонапірних та низьконапірних газопроводів умови гідратуутворення відсутні.

Крім того слід відмітити, що порівняно з зимовим періодом на ділянці газопроводу Березівська УКПГ – т.п. Котелевської УСП (кран № 6) зменшились втрати тиску з 0,44 ат до 0,09 ат. Це обумовлено самоочищенням ділянки та перерозподілом рідини на сусідні ділянки в наслідок збільшення їх завантаження.

Таблиця 4

Результати розрахунку гідравлічної ефективності системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котелевську УСП, Опішнянську УКПГ ГПУ «Полтавагаз-видобування» та транспортують газ на комплексну підготовку на ГС Солоха, в літній період експлуатації 2017 р.

№ ділянки	Перевірка баричного режиму експлуатації				Швидкісний режим	Гідравлічний режим експлуатації				Умов виникнення гідратів в період проведення досліджень	Висновок щодо роботи системи	
	Початковий тиск, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Кінцевий тиск, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Перепад тиску, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Надлишковий перепад тиску внаслідок наявності забруднень, кгс/см <sup>2</sup>		Швидкість газу, м/с	Гідравлічна ефективність газопроводу, %	Орієнтовний об'єм забруднень, м <sup>3</sup>	Критичний об'єм забруднень, м <sup>3</sup>			Імовірність залпового викиду рідини
1	31,15	31,06	0,09	0,02	Втрата тиску на режим роботи УКПГ впливу не чинять	1,19	95	-	-	-	Відсутня	Суттєвого впливу втрати тиску на режим роботи газопроводу не чинять. Газопровід чистий
						Швидкість газу сприяє осадженню рідини з потоку газу				-		
2	31,06	30,29	0,77	0,24	Незначні втрати тиску викликані наявністю рідини	3,23	82,58	8,54	19,67	43 %	Відсутня	Ділянка газопроводу помірно забруднена потребує постійного моніторингу за накопиченням рідини
						Швидкості газу достатньо для перерозподілу мас рідини				Низька імовірність залпового викиду рідини		
3	31,72	31,06	0,66	0,49	Втрати тиску викликані наявністю рідини	1,81	51,27	22,33	35,86	62 %	Відсутня	Ділянка забруднена, потребує очистки, постійного моніторингу за накопиченням рідини
						Швидкість газу сприяє осадженню рідини з потоку газу				Помірно незначна імовірність залпового викиду рідини		
4	30,54	29,01	1,53	0,99	Втрати тиску викликані наявністю рідин	4,17	64,33	11,14	13,45	83 %	Відсутня	Ділянка забруднена, потребує очистки, постійного моніторингу за накопиченням рідини
						Швидкості газу достатньо для перерозподілу мас рідини				Висока імовірність залпового викиду рідини		
5	11,38	9,84	1,54	0	Надлишкових втрат тиску немає	3,96	100	0	0	-	Відсутня	Ділянка газопроводу чиста, очистки не потребує
						Швидкості газу достатньо для перерозподілу мас рідини				Газопровід чистий		
6	На момент проведення досліджень газопровід не працював											

На підставі аналізу результатів проведених досліджень в різні періоди експлуатації слід відмітити, що в зимовий період (при понижених температурах навколишнього середовища) процес сепарації газу на установках попередньої підготовки газу здійснюється якісніше. Отже, газ, який поступає до трубопроводу, в зимовий період експлуатації є менш вологомістким і загальна кількість сконденсованої рідинної фази є меншою в порівнянні із літнім періодом експлуатації. Дана умова експериментально підтверджується проведеними дослідженнями в даній роботі, оскільки коефіцієнт гідравлічної ефективності на ділянках даного газозбірною вузла та орієнтовні об'єми забруднень в порожнинні трубопроводів значно менші порівняно із літнім періодом роботи.

Відповідне зростання температури сепарації газу позначається на падінні коефіцієнтів гідравлічної ефективності і суттєвому зростанні обсягів забруднень в літній період. В послідуочому газ поступає в газопроводи, де відбувається зниження його температури, в результаті чого виникають сприятливі термодинамічні умови до фазових перетворень, результатом яких є накопичення рідинних забруднень у порожнинні трубопроводів. Дані забруднення накопичуються у понижених ділянках газопроводу у вигляді пробок, що може перерозподілятися при русі по висхідним ділянкам профілю траси трубопроводів. Це призводить до створення надлишкових перепадів, а з часом і повного перекриття перерізу трубопроводу в наступній за рухом газу природній пастці рідини. При накопиченні забруднень робочий тиск в газопроводі починає пульсувати із раптовим падінням нижче тиску конденсації або зростанням вище тиску випаровування рідинної фази, що за таких переходить у газоподібну фазу і навпаки. Враховуючи безперервні надходження рідинної фази до порожнини трубопроводів, накопичення критичного об'єму призводить до перерозподілу рідинної фази, результатом чого є залпові викиди до технологічного обладнання на виході із трубопроводу.

Такий сукупний вплив механічного надходження рідини в порожнину трубопроводів і фазових перетворень формує різноманітні структури руху газорідинної суміші по довжині трубопроводу залежно від швидкісного режиму роботи. Чітко відмічається, що на ділянках 1,6 в зимовий період експлуатації швидкість газового потоку сприяє накопиченню капель рідини в нижній частині газопроводу, «висхідні ділянки». Тоді як на ділянках 2,3,4,5, в зимовий період експлуатації, швидкість газового потоку сприяє тому, що більша частина рідини збирається в пониженій ділянці газопроводу із хвилеподібним розподілом фаз та наступним переміщенням до «висхідної ділянки» у вигляді пробки під час «залпового викиду». Ефективність системи в літній період експлуатації характеризується дещо іншими значеннями, оскільки на всіх ділянках системи швидкість газового потоку сприяє проходженню вищеприведеного процесу. Слід зазначити, що ефективність роботи газопроводів, в зимовий та літній період експлуатації коливається в межах 49 %. Швидкість газового потоку притаманна розшарованим структурам газорідинного потоку (нижче 3,5 м/с) або пробковим (до 8,2 м/с) для даного випадку, але не в змозі створити кільцеву структуру течії на жодній із різноорієнтованих в просторі ділянках.

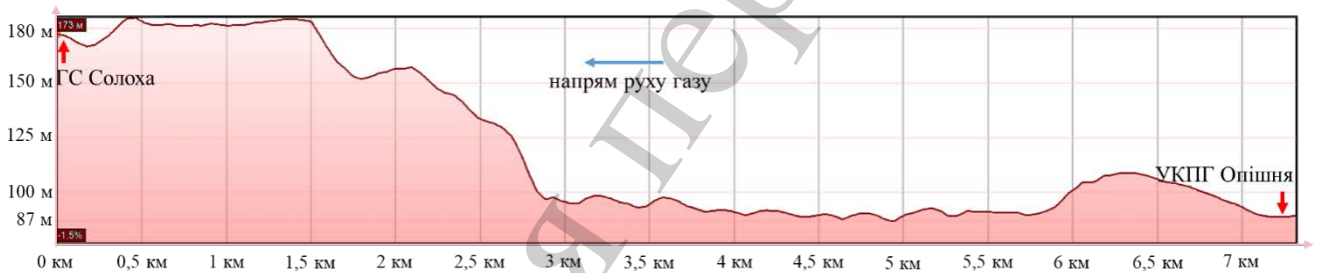
В ході виконання даної роботи було відстежено місця найбільш ймовірної локалізації та накопичення рідини, які відповідають природним пасткам рідини, що формуються в порожнинні трубопроводу при проходженні його траси через балки, урочища, яри, заплави рік тощо. Плани-профілі трас складових системи газопроводів для відстеження місць локалізації рідини представлено на рис. 2–6 [2].



**Рис. 2.** План-профіль траси високонапірного газопроводу УКПГ Березівка – т. п. УКПГ Опішня (ділянка № 1, 2)



**Рис. 3.** План-профіль траси високонапірного газопроводу УКПГ Котельва – кран № 6 т. п. до газопроводу УКПГ Березівка – т. п. УКПГ Опішня (ділянка № 3)

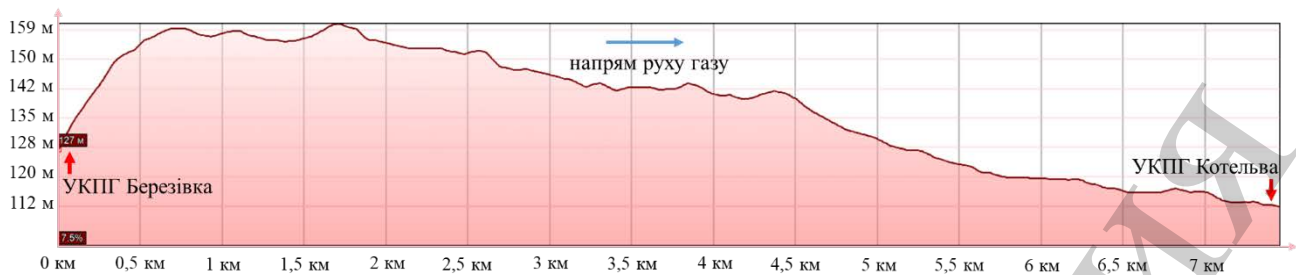


**Рис. 4.** План-профіль траси високонапірного газопроводу УКПГ Опішня – ГС Солоха (ділянка № 4)



**Рис. 5.** План-профіль траси низьконапірного газопроводу УКПГ Опішня – УКПГ Котельва (ділянка № 5)

Не являється перекладом



**Рис. 6.** План-профіль траси низьконапірного газопроводу УКПГ Березівка – УКПГ Котелева (ділянка № 6)

Такий підхід до оцінки впливу швидкісного режиму роботи до формування структурних форм руху на ділянках системи дозволив розробити комплекс заходів по збільшенню завантаження системи і зростанню лінійних швидкостей газу.

Комплекс заходів із перепланування потоку включав в себе реконструкцію системи збору і міжпромислового транспортування газу із збільшенням її завантаження:

- 1) додатково видобутим газом при зниженні робочого тиску з 26 до 12 ат;
- 2) спорудження нового газопроводу для подачі газу споживачам, а також у якості паливного газу від ГС Солоха до Солохівської ДКС, КЦ № 2 Котелевської УСП, Опішнянської УКПГ, що передбачає збільшення обсягів транспортування газу, який раніше використовувався на виробничо-технологічні потреби;
- 3) будівництво нового газопроводу Опішнянська УКПГ – Солохівська ДКС, що передбачає розділення потоків високонапірного і низьконапірного газу і збільшення завантаження системи газом із Котелевського ГКР;
- 4) будівництво нового газопроводу Східно-Березівська УППГ – Західно-Березівська УКПГ з метою дозавантаження ДКС і системи газом в обсязі до 20 % від поточної продуктивності.

Симуляція процесу руху рідини і її перерозподілу між ділянками системи свідчить про можливість зменшення обсягу забруднень при зміні завантаження і робочого тиску в 3,5 рази. Це фактично вдвічі зменшує перепади тиску на ділянках, призводячи до зростання обсягів видобутку газу в середньому додатково на 5–20 % залежно від поточного робочого тиску свердловин (табл. 5, 6).

**Таблиця 5**

Результати симуляції розподілу робочого тиску на обсяги видобутку при зниженні робочого тиску з 25 до 12, 5, 2 ат на вході в Солохівську ДКС відповідно (при поточному забрудненні системи)

Назва родовища	Видобуток (при сталих режимах роботи ДКС Солоха), млн. м <sup>3</sup> /добу	Видобуток (при пониженні вхідних тисків на ДКС Солоха до 12 ат), млн. м <sup>3</sup> /добу	Видобуток (при пониженні вхідних тисків на ДКС Солоха до 5 ат), млн. м <sup>3</sup> /добу	Видобуток (при пониженні вхідних тисків на ДКС Солоха до 2 ат), млн. м <sup>3</sup> /добу
Котелевське ГКР	0,92554646	1,0808466	1,1053702	1,0813344
Західно-Березівське ГКР	0,55133620	0,64357610	0,64781770	0,64744850
Опішнянське ГКР	0,62547870	0,72330250	0,73208310	0,71348870
Всього	2,10236136	2,44772520	2,48527100	2,44227160
Додатковий видобуток, %/добу	–	16,43	18,21	16,17

**Таблиця 6**

Результати симуляції розподілу робочого тиску на обсяги видобутку при зниженні робочого тиску з 25 до 12, 5, 2 ат на вході в Солохівську ДКС відповідно (при прогнозованому самоочищенні системи)

Назва родовища	Видобуток (при сталих режимах роботи ДКС Солоха), млн. м <sup>3</sup> /добу	Видобуток (при пониженні вхідних тисків на ДКС Солоха до 12 ат), млн. м <sup>3</sup> /добу	Видобуток (при пониженні вхідних тисків на ДКС Солоха до 5 ат), млн. м <sup>3</sup> /добу	Видобуток (при пониженні вхідних тисків на ДКС Солоха до 2 ат), млн. м <sup>3</sup> /добу
Котелевське ГКР	0,92554646	1,1284586	1,1551746	1,1556903
Західно-Березівське ГКР	0,55133620	0,64939290	0,65432150	0,65545250
Опішнянське ГКР	0,62547870	0,73227000	0,74185810	0,72030760
Всього	2,10236136	2,51012150	2,55135420	2,53145040
Додатковий видобуток, %/добу	–	19,40	21,36	20,41

Із результатів представлених досліджень (табл. 5, 6) відмічається, що при пониженні вхідних тисків на ДКС Солоха до 2 ат швидкість газу низьконапірних ділянок трубопроводів досягне гранично низьких значень. Це негативно відіб'ється на режимі роботи низьконапірних свердловин. В результаті чого енергії пласта буде недостатньо для винесення газорідинної суміші із забою свердловини. Це призведе до повної зупинки свердловини та втрат видобутку газу. Найбільш оптимальним режимом роботи є пониження вхідних тисків до 5 ат, при якому чітко відмічається приріст видобутку газу. А також забезпечення оптимальної швидкості газу для винесення газорідинної суміші із низьконапірних свердловин та на ділянках низьконапірних трубопроводів.

## 7. SWOT-аналіз результатів досліджень

*Strengths.* Проведення циклічних досліджень ефективності газовидобувної системи перш за все призводить до попередження виникнення нештатних ситуацій, результатом чого в свою чергу є забезпечення сталого видобутку газу та недопущення/попередження додаткових витрат Компанії.

В результаті досліджень було експериментально підтверджено залежність впливу температури навколишнього середовища на якість підготовки газу, а також вплив швидкості газового потоку на утворення рідинних забруднень в порожнинні газопроводу.

Основним проявом економічної ефективності для газопроводів системи збору і міжпромислового транспортування газу родовищ, які знаходяться на завершальній стадії експлуатації, є зменшення величин надлишкових (або надмірних) втрат тиску, що виникають в цьому процесі. Нівелювання або фактично повне усунення їх впливу досягається завдяки реалізації вищеприведених заходів.

*Weaknesses.* Результати досліджень дещо відрізняються від реальних даних, та потребують детального вивчення в майбутньому.

*Opportunities.* Враховуючи той факт, що більшість розвіданих родовищ світу на даний момент експлуатації знаходяться на завершальній стадії експлуатації, питання дослідження ефективності газовидобувної системи є перспективним не тільки для газовидобувних компаній України, а й всього світу.

*Threats.* При впровадженні даного дослідження необхідні додаткові затрати людських ресурсів.

## 8. Висновки

1. На першому етапі досліджень було здійснено польові заміри режимів роботи системи в літній та зимовий період. Експериментально встановлено, що в зимовий період експлуатації процес сепарації газу на сепараційному обладнанні здійснюється якісніше, ніж в літній період експлуатації, що пов'язане з впливом понижених температур на процес випадання рідкої фази із природного газу.

2. Встановлено, що гідравлічна ефективність роботи газопроводів в зимовий та літній періоди експлуатації коливається в межах 49 %, тобто швидкість газового потоку сприяє накопиченню рідинних забруднень. Хочеться зауважити, що на всіх ділянках газопроводів відсутні умови, що б забезпечували перенесення рідини з потоком газу у вигляді плівок на стінках трубопроводів в дисперсному стані. Експериментально підтверджено, що в зимовий період експлуатації температура навколишнього середовища створює сприятливі термодинамічні умови для «випадання» рідинної фази із газу на сепараційному обладнанні, тобто сепараційне обладнання працює ефективніше. Звідси слідує, що газ, який поступає до трубопроводу, в зимовий період експлуатації має менший вологовміст рідинної фази, в порівнянні із літнім періодом експлуатації. Відповідно також, чітко відмічається покращення коефіцієнта гідравлічної ефективності на ділянках даного газозбірною вузла, що підтверджується значно меншим об'ємом забруднень в порожнинні трубопроводів.

3. В ході виконання досліджень було експериментально розраховано орієнтовні та критичні об'єми забруднень. А також відстежено місця найбільш ймовірної локалізації та накопичення рідини, що відповідають природним пасткам, які формуються в порожнині трубопроводу при пониженні його траси через балки, урочища, яри, заплави рік. Встановлено, що реальний об'єм забруднень дещо відрізняється від розрахункового.

4. Підтверджено, що імовірність «залпового» викиду рідини в зимовий період експлуатації дещо нижча в порівнянні із літнім. Встановлено, що схильність утворення гідратів присутня лише в зимовий період експлуатації.

5. Враховуючи гідравлічний стан газовидобувної системи, яка розглядається у роботі, змодельовано процес самоочищення досліджуваних ділянок газопроводів. Режим роботи цих ділянок суттєво впливають на розподіл тиску на УКПГ і роботу низьконапірних і середньонапірних свердловин за рахунок перепланування потоків газу в системі із обґрунтуванням їх доцільності в техніко-економічних розрахунках. Фактично, зміна завантаження системи і зниження робочого тиску в ній призведе до збільшення лінійних швидкостей, достатніх для переходу структурної форми потоку з розшарованої (хвильової) до пробкової і кільцевої. А отже, надання руху забрудненням і самоочистці системи.

## Література

1. UkrGasVydobuvannya. URL: <http://ugv.com.ua/en/>. (Last accessed: 18.01.2018).
2. Zvit pro naukovo-doslidnu robotu «Analiz hidravlichnoi efektyvnosti roboty promyslovykh hazokondensatoprovodiv, rozroblennia rekomendatsii po pokrashchenniu yikh roboty» / Shymanovskyi R. V. et al. Kharkiv, 2017. 218 p.
3. Palchikov V. P., Maslov V. M., Luchanskiy V. E. Beskontaktnyy spozob indikatsii urovnya zhidkikh otlozheniy v gazoprovodnykh sistemakh // Peredovoy proizvodstvennyy i nauchno-tehnicheskyy opyt, rekomenduemyy dlya vnedreniya v gazovoy promyshlennosti. 1989. No. 2. P. 48–52.

4. Moshfeghian M., Johannes A. H., Maddox R. N. Thermodynamic Properties are Important in Predicting Pipeline Operations Accurately // Oil & Gas Journal. 2002. Vol. 100, No. 5. P. 58–61.
5. Cleaning Pipeline Interior with Gelled Pig – Purinton: pat. No. 4473408 USA. Filed: 12.01.1982; Published: 25.09.1984.
6. Lee Norris H., Rydahl A. Simulation Reveals Conditions for Onshore Gas-Condensate Pipelines // Oil & Gas Journal. 2003. Vol. 101, No. 44. URL: <https://www.ogj.com/articles/print/volume-101/issue-44/transportation/simulation-reveals-conditions-for-onshore-arctic-gas-condensate-pipeline.html>
7. Mokhatab S. Correlation Predicts Pressure Drop in Gas-Condensate Pipelines // Oil & Gas Journal. 2002. Vol. 100, No. 4. P. 66–67.
8. VNTP 51-1-85 Obshhesoyuznye normy tekhnologicheskogo proektirovaniya. Magistral'nye truboprovody. Part 1. Gazoprovody. Moscow: Mingazprom, 1986. 231 p.
9. Bratakh M. I., Zaid Khalil Ibrakhim, Hrebeniuk S. D. Vplyv hidravlichnoho stanu systemy promyslovykh hazoprovodiv na rezhym roboty ob'ektiv hazovydobuvnoho kompleksu // Intehrovani tekhnolohii ta enerhozberezhennia. 2015. No. 1. P. 22–28.
10. SOU 09.1 – 30019775-246:2015 «Metodyka vyznachennia hidravlichnoho stanu hazoprovodiv systemy zboru i transportuvannia hazu z rodovyshch PAT «Ukrhazvydobuvannia». UkrNDIhaz, 2015. 43 p.
11. Abdumula M. F. Crude Oil Pipelines Inspection // Technology of Oil and Gas Forum and Exhibition. 2004.
12. Horin P. V., Tymkiv D. F., Holubenko V. P. Systematyzatsiia metodiv ochystky hazozbirnykh merezh dlia transportuvannia hazu zrilykh rodovyshch // Komunalne hospodarstvo mist. Seriia: Tekhnichni nauky ta arkhitektura. 2017. No. 134. P. 52–57.
13. Abdumula M. F. Heavy Hydrocarbon Testing Methodology // The Micro CAD International Scientific Conference. Miskolc, 2004.
14. Abdumula M. F. Influence of Paraffin Flocculation in Crude Oil Transported Pipelines with Economic View of Pigging Process // 1st International Conference and Exhibition in Oil Field Chemicals. Tripoli, 2003.
15. Abdumula M. F. Wax Precipitation in Crude Oil Transporting Pipelines // The Micro CAD International Scientific Conference. Miskolc, 2004.
16. Alyaari M. Paraffin wax deposition: Mitigation and removal techniques // SPE Saudi Arabia section Young Professionals Technical Symposium. 2011. P. 1–10. doi: <http://doi.org/10.2118/155412-ms>
17. Gupta A., Sircar A. Introduction to Pigging & a Case Study on Pigging of an Onshore Crude Oil Trunkline // Journal of Latest Technology in Engineering, Management & Applied Science. 2016. Vol. 5, No. 2. P. 18–25. URL: [https://www.researchgate.net/publication/307583466\\_Introduction\\_to\\_Pigging\\_a\\_Case\\_Study\\_on\\_Pigging\\_of\\_an\\_Onshore\\_Crude\\_Oil\\_Trunkline](https://www.researchgate.net/publication/307583466_Introduction_to_Pigging_a_Case_Study_on_Pigging_of_an_Onshore_Crude_Oil_Trunkline) (Last accessed: 16.01.2018).
18. Skorobagach M. A. Problemy ekspluatatsii systemy sbora gaza na mestorozhdenii Medvezh'e // Tekhnologii nefti i gaza. 2011. No. 6. P. 42–47.