

*Експериментально досліджено режими роботи основного газозбірного колектору системи збору та транспортування газу з установок комплексної підготовки газу. Доведено, що рідинна фаза накопичується в трубопроводі за рахунок зміни термобаричних умов рівноваги фаз при транспортуванні газу після попередньої підготовки газу. Запропоновано комплекс заходів з видалення рідини із порожнини газопроводу без зупинки роботи газопроводу*

*Ключові слова: коефіцієнт гідравлічної ефективності, система збору та транспортування газу, втрати тиску, залпові викиди, об'єм забруднень*

*Експериментально исследованы режимы работы основного газосборного коллектора системы сбора и транспортировки газа от установок комплексной подготовки газа. Доказано, что жидкостная фаза накапливается в трубопроводе за счет изменения термобарических условий равновесия фаз при транспортировке газа после предварительной подготовки газа. Предложен комплекс мероприятий по удалению жидкости из полости газопровода без остановки работы газопровода*

*Ключевые слова: коэффициент гидравлической эффективности, система сбора и транспортировки газа, потери давления, залповые выбросы, объем загрязнений*

## 1. Вступ

Гідравлічна ефективність системи збору та транспортування відображає процес «старіння» промислових газопроводів з плином часу. Коефіцієнт гідравлічної ефективності загальноприйнято вважати діагностичною ознакою, яка ставиться у відповідність технічному стану лінійної частини газопроводу. Від значення коефіцієнта гідравлічної ефективності на певний момент часу приймається рішення про подальшу експлуатацію газотранспортного об'єкту чи переведення його в сферу обслуговування для проведення відновлювальних заходів [1].

Отже, достовірність значення коефіцієнта гідравлічної ефективності визначає стратегію подальшої експлуатації системи збору, підготовки та транспортування газу. Низьке числове значення коефіцієнта гідравлічної ефек-

# РОЗРОБКА КОМПЛЕКСУ ЗАХОДІВ З ОЧИСТКИ ПРОМИСЛОВИХ ГАЗОПРОВІДІВ НА ОСНОВІ АНАЛІЗУ ГІДРАВЛІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЇХ РОБОТИ

УДК 622.276

DOI: 10.15587/1729-4061.2018.126590

**О. О. Філіпчук**

Менеджер

Відділ збору, підготовки та транспортування вуглеводнів\*

E-mail: oleksandr.filipchuk@outlook.com

**В. Я. Грудз**

Доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри

Кафедра спорудження та ремонту

газонафтопроводів і газонафтосховищ\*\*

E-mail: v.grudz@nung.edu.ua

**В. В. Марущенко**

Начальник\*

E-mail: marushchenko@ugv.com.ua

**В. Д. Миндюк**

Кандидат технічних наук, доцент

Кафедра енергетичного менеджменту і технічної діагностики\*\*

E-mail: tinlaven@gmail.com

**М. Т. Савчук**

Начальник сектору промислових трубопроводів та

електрохімічного захисту\*

E-mail: mirosavchuk@gmail.com

\*Департамент наземної інфраструктури

ПАТ «Укргазвидобування»

вул. Кудрявська, 26/28, м. Київ, Україна, 04053

\*\*Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна, 76019

тивності призведе до експлуатації промислового газопроводу з перевитратою паливного газу або надмірних втрати тиску системи.

Газовидобувна система України є складним і наукоємним промисловим комплексом, газопроводи якої мають технологічні перемички, які з'єднані з магістральними газопроводами та підземними сховищами газу. Особливість системи дає можливість працювати в єдиному технологічному режимі та забезпечувати високий рівень надійності й маневреності в процесі цільового видобутку та постачання газу, а також постачання газу в екстремальних ситуаціях.

На сучасному етапі експлуатації газових родовищ в Україні значна їх кількість знаходиться на завершальній стадії експлуатації. Поступове зниження пластового тиску веде до зниження середнього тиску в системі видобутку, збору, підготовки та транспортування газу (свердло-

вина – шлейф – УКПГ – система промислових газопроводів – ДКС – магістральний газопровід). Відповідно, для досягнення необхідного рівня видобутку вуглеводнів та продовження періоду експлуатації родовища необхідна злагоджена робота кожного елементу цієї системи, а тому мінімізація втрат тиску в системі збору та транспортування газу є однією з актуальних задач.

## 2. Аналіз літературних даних та постановка проблеми

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 [2], 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 [3, 4]. В літературі практично не виявлено даних щодо результатів розрахунку об'єму відкладів, окрім [5], де спроба порівняння ефективності методів базується на подібності отриманих результатів між собою, але не з реальними даними об'єму виділення забруднень з порожнини промислового газопроводу.

Спроба дослідників порівняти дані розрахунку за наведеними вище способами [6] показує, що значення між ними можуть різнитися в 1,5–3 рази. Через відсутність досконалих даних про фактичний об'єм забруднень під час очистки ділянки газопроводу визначити найбільш точну методику неможливо.

Аналіз науково-технічної та патентної інформації показав, що проблемі контролю гідратуутворення в газопроводах також приділено достатньо уваги [7–11]. 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. За отриманими значеннями тиску і температури в газопроводі на основі кривої гідратуутворення визначають момент початку утворення гідратів.

Інші дослідники [12, 13], 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 від практики експлуатації газопроводів. Другий метод не регламентує величину допустимого значення коефіцієнта гідравлічної ефективності, а також не визначає величини об'єму забруднень, адже режими експлуатації різних газопроводів не можливо охарактеризувати одним певним значенням коефіцієнта. Знати місце можливого гідратуутворення 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 місце і швидкість накопичення рідинної фази в газопроводі, а також час початку утворення гідратів. Якщо точка роси лежить вище рівноважної кривої гідратуутворення, гідрати утворюються в точці перетину лінії зміни температури в газопроводі з кривою рівноважної температури гідратуутворення. Якщо точка роси лежить нижче рівноважної кривої, але вище мінімуму температурної кривої в газопроводі, гідрати утворюються в точці роси.

Ефективність роботи систем збору та транспортування газу з родовищ Товариства 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).

Станом на 80–90-ті р.р. 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 (так званий «Метод швидкісного потоку газу») [15]. 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 [17] та поверхнево-активними речовинами [16], а також методи уточнених розрахунків гідравлічного стану газоконденсатних газопроводів [18, 19]. 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 [20], положення якого та власні розробки фахівців УкрНДІгазу 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 [21]. Всі гідравлічні розрахунки газопроводів виконано відповідно до вимог [14, 20].

Зважаючи на це, перспективним є 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.

При розв'язанні проблеми очищення газопроводу потрібно з'ясувати причини потрапляння рідини та кількість. Це дасть можливість контролювати будь-які зміни у ході 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 вказану проблему необхідно детально вивчати.

Крім того, слід звернути увагу на відмінності у підході до очищення внутрішньої порожнини промислових трубопроводів, оскільки відповідно до вимог нормативних документів рішення щодо очищення такого типу трубопроводів приймається виключно на основі внутрішньої трубної інспекції [22], що фактично неможливо провести в українських специфічних умовах, детально висвітлених у [23]. Тим не менш, слід зазначити ту обставину, що в будь-яких умовах, в порожнині трубопроводів буде утворюватися багатофазове середовище, яке 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 [24]. 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 [25], так і смол [26, 27].

Процеси випадіння та формування рідинних скупчень в газозбірних мережах носять більш специфічний характер, оскільки такі забруднення є більш рухомими, ніж в нафтопроводах на початковому етапі розробки, 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 і українські, і закордонні спеціалісти радять проводити комплексне обстеження ділянок трубопроводів, де можливе накопичення рідини [28].

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.

### 3. Мета та задачі дослідження

Метою дослідження є розробка заходів з підвищення ефективності системи транспортування газу на основі визначення впливу локалізації рідини в порожнині газопроводу на гідравлічний стан трубопроводу.

Для досягнення цієї мети були поставлені такі завдання:

- провести аналіз гідравлічного стану основного газозбірного колектору системи збору газу з УКПГ Шебелинського ГРП;
- дослідити місця та причини найбільш імовірної локалізації забруднень;

– розробити заходи для видалення рідини із порожнини газопроводу.

Реалізація заходів з видалення рідини із порожнини газопроводу, які передбачають дренажування рідини з газозбірного колектору шляхом встановлення додаткового трубопроводу-лупінгу та застосування спеціалізованого пристрою для видалення рідини, дозволяє проводити дренажні роботи без зупинки роботи газопроводу.

### 4. Матеріали та методи дослідження

Об'єктом дослідження обрано систему збору та транспортування газу ПАТ «Укргазвидобування» (Товариство) (м. Київ, Україна), яка включає в себе 9 272 кілометрів промислових трубопроводів (міжпромислових газопроводів, шлейфи, газопроводи-підключення і ін.) і є першою по потужності в Україні серед газовидобувних підприємств. Обґрунтуванням доцільності розгляду саме такого об'єкту може бути та обставина, що підвищення коефіцієнта гідравлічної ефективності системи промислових газопроводів ПАТ «Укргазвидобування» всього на 1 % може призвести, при сталих режимах, до збільшення річного обсягу видобутку газу понад 152 млн. кубометрів. Важливу увагу слід також звернути на часовий тренд коефіцієнта гідравлічної ефективності. Різне падіння його числового значення свідчить про зміну технічного стану лінійної ділянки газопроводу, причину якого слід терміново встановити шляхом додаткового використання спеціальних методів діагностики з метою запобігання виникненню аварійних ситуацій. Для сфери експлуатації системи промислових газопроводів важливо бути впевненими в достовірності визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності як діагностичної ознаки. Саме тому варто відзначити велику роль у значенні коефіцієнта гідравлічної ефективності стан обладнання для підготовки газу (сепараційне обладнання, блоки підготовки газу, установки осушки газу і ін. технологічне обладнання).

Дослідження гідравлічного стану ділянок газопроводів Товариства визначається згідно із внутрішніми нормативними документами [14]. Виконання замірів тиску на кранових вузлах і перемичках та огляд приладів передбачено 1 раз на місяць. Визначення гідравлічної ефективності газопроводу і місць накопичення рідини та утворення кристалогідратів – в міру необхідності. Визначення можливості проходження очисних засобів проводиться перед запланованим пропусканням очисних засобів за результатами визначення гідравлічної ефективності.

Внаслідок залпового викиду рідини з порожнини газопроводу, утворення гідравлічних і гідратних пробок можливе виникнення нештатної ситуації, що призведе до припинення подачі газу споживачам. З метою запобігання аварійних відмов обладнання необхідність проведення аналізу гідравлічного стану потенційно-небезпечних ділянок є найбільш ефективним в такі періоди року:

- під час підготовки до зимового періоду експлуатації газопроводу газовидобувного підприємства, в зв'язку із зростанням обсягів подачі газу попутним споживачам;
- в зимово-весняний період експлуатації, як найбільш сприятливий для конденсування рідини з газового потоку під час його транспортування;
- під час будь-якої зміни режиму роботи газопроводу, викликаній підключенням нових родовищ, зміни робочого експлуатаційного тиску, перерозподілу потоків газу



в системі газопроводів, аварійних відмов обладнання на промислах тощо.

Розподіл газопроводів Товариства за діаметром наступний: Ø 89 мм – 58 %, Ø 89–114 мм – 4 %, Ø 159–273 мм – 34 %, Ø 273–1000 мм – 4 %. Вік системи збору, підготовки та транспортування газу Товариства складає понад 40 років – 34 %, понад 20 років – 26 %, понад 10 років – 20 %, до 10 років – 20 %.

В структуру газовидобувного підприємства ПАТ «Укргазвидобування» входять три ГПУ: «Шебелинкагазвидобування», «Полтавагазвидобування» та «Львівгазвидобування», які здійснюють основні функції з видобутку, підготовки та транспортування газу до точок передачі у магістральні газопроводи. Загальний фонд свердловин по ПАТ «Укргазвидобування» нараховується понад 2 700 свердловин, 140 родовищ, експлуатується 39 дожимних компресорних станцій, підготовка газу здійснюється на 184 установках комплексної підготовки газу.

Газопромислове управління «Шебелинкагазвидобування» в своїй структурі має п'ять цехів з видобутку нафти, газу та конденсату (ЦВНГК): Шебелинський ЦВНГК, Єфремівський ЦВНГК, Северодонецька оперативно-виробнича служба (ОВС) Шебелинського ЦВНГК, Перецьпинська ОВС Юліївського ЦВНГК, Юліївська ОВС Юліївського ЦВНГК. Видобування, збір, та підготовка газу до транспортування здійснюється на вище приведених ЦВНГК з послідовною передачею в магістральні газопроводи. Протяжність промислових газопроводів газопромислового управління становить близько 3 570 км. Об'єм газу, що видобувається даним газопромисловим управлінням, становить 8,5 млрд. кубометрів газу за рік, що складає 55 % від загального видобутку Товариства.

Зважаючи на те, що Шебелинське ГКР є найпотужнішим родовищем ГПУ «Шебелинкагазвидобування», так як обсяги його видобутку формують основні газові потоки в Харківському промисловому регіоні, збір газу відбувається саме з свердловин цього родовища на 24-х УКПГ. Після попередньої підготовки газ подається системою кільцевих колекторів Шебелинського ГКР (Шебелинський газозбірний колектор) на два центральних газозбірних пункти: Червонодонську ДКС та МДКС «Шебелинка-1». Після підготовки і компримування газу на Червонодонській ДКС та МДКС «Шебелинка-1» газ розподіляється в систему МГ наступним чином:

– до МГ ШДКРІ газ надходить після компримування на 2-ох ступенях Червонодонської ДКС;

– до МГ ШДК на ділянці від крану № 21Б, по вихідному колектору, надходить газ регенерації адсорберів Червонодонської ДКС;

– до МГ «Шебелинка – Харків» надходить газ, необхідний для покриття потреб споживачів, з МДКС «Шебелинка-1» та Червонодонської ДКС;

– до МГ ШПЖ подається газ з МДКС «Шебелинка-1», незбутий в літній період в МГ «Шебелинка – Харків» та газ з УКПГ Безпалівського ГКР.

В рамках даної роботи, авторами протягом 2017 року було проведено дослідження гідралічного стану ділянок основного газозбірного колектору DN 700 Шебелинського ГКР. Дослідження проводились шляхом заміру тиску в контрольних точках основного газозбірного колектору на наступних ділянках:

1 – «кран № 20а – т.п. УКПГ – 9 (L=0,3 км)»;

1' – «Лупінг «кр. №20а-кр. № 8(32)» (введено в дію з 01.08.2017 р.)»;

2 – «т.п. УКПГ-9 – кран № 35 (L=0,2 км)»;

3 – «кран № 35 – кран № 32 (т.п. УКПГ-10) (L=2,1 км)»;

3' – «кран № 32 – кран № 9 (т.п. УКПГ-11) (L=1,36 км)»;

4 – «кран № 9 – кран № 54 (L=2,14 км)»;

5 – «кран № 54 – кран № 99 (вузол підключення Червонодонської ДКС) (L=1,0 км)»;

6 – «кран № 99 – вихід сепаратору I-ої ступені Червонодонської ДКС (L=0,3 км)»;

7 – «вихід сепаратору I-ої ступені Червонодонської ДКС – вихід горизонтальної адсорбційної установки Червонодонської ДКС».

Особливо слід відзначити ситуацію, що виникла в лютому місяці 2017 року, коли фахівцями газопромислового управління було зафіксоване значне збільшення надходжень рідини з газозбірного колектора Шебелинського ГКР на вхід Червонодонської ДКС. Дана ситуація призвела до ускладнень в роботі компресорних агрегатів. Тому, за відповідним розпорядженням, фахівцями газопромислового управління було відібрано пробу рідини, яка надійшла з основного газозбірного колектору до сепараційного обладнання Червонодонської ДКС, для проведення аналізу з метою визначення хімічного складу та природи походження.

Результатом аналізу рідинної фази виявлено, що для досліджень надано зразки кислотної води із значною концентрацією органічних кислот, піттингоутворюючих хлорид-іонів, іонів заліза, що свідчить про корозійну агресивність. Після проведення аналізу осаду було визначено, що до його складу входять такі ж іони, які визначено у складі води. Це може свідчити про те, що осад утворюється із води. При цьому у складі осаду виявлено збільшену у порівнянні з водою кількість іонів кальцію, магнію, сульфат-іонів, гідрокарбонат-іонів та заліза (табл. 1).

Таблиця 1

Склад і властивості відібраних зразків води та осаду

Показник	Величина показника	
	Води, мг/л/(%) <sup>(1)</sup>	Осаду, % мас.
Мінералізація	84554,3 <sup>(2)</sup>	–
Розчинність у воді при 20 °С		90
Величина рН	5,6 <sup>(3)</sup>	–
Густина	1,055 <sup>(4)</sup>	–
Концентрація:		
– механічних домішок	0,41 <sup>(5)</sup>	–
– іонів заліза Fe <sup>2+</sup>	139,6/0,17	0
– іонів Fe <sup>3+</sup>	0	25,0
– хлорид-іонів Cl <sup>-</sup>	43970,4/52	42,0
– іонів кальцію Ca <sup>2+</sup>	5611,2/6,6	30
– іонів магнію Mg <sup>2+</sup>	3040,0/3,6	15
– гідрокарбонат-іонів HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	183/0,21	12
– суми іонів натрію і калію Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	31570,0/37,3	30
– сульфат-іонів SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	30/0,04	27
– легких органічних кислот (в перерахунку на оцтову кислоту)	182,4 <sup>(2)</sup>	–

Примітки: (1) В знаменнику приведена частка від мінералізації води. (2) мг/м<sup>3</sup>. (3) Без розмірності. (4) г/см<sup>3</sup>. (5) % мас.

Присутність іонів заліза обумовлена протіканням процесів корозії, зокрема присутність іонів Fe<sup>3+</sup> у осаді обумовлена окисненням іонів Fe<sup>2+</sup>. Збільшення концентрації

у осаді іонів кальцію, магнію, гідрокарбонат-іонів та сульфат-іонів зумовлено меншою розчинністю у воді сульфатів та гідрокарбонатів кальцію, магнію порівняно з розчинністю хлоридів кальцію і магнію.

Корозійна агресивність води та випадіння солей з води може бути однією з причин ускладнень роботи трубопроводів, УКПГ, ДКС та іншого технологічного обладнання. Особлива небезпека виникає тоді, коли частина рідини, яка конденсується в порожнині трубопроводу, покриває шар твердих відкладень і спричиняє корозійне ураження стінки газопроводу [29]. За умов низької турбулентності газового потоку тверді відклади можуть збиратись на дні горизонтальної чи злегка похилої лінії газопроводу.

## 5. Результати аналізу гідравлічного стану основного газозбірного колектору системи збору газу з УКПГ Шебелинського ГРП

Результати проведених вимірювань основних технологічних параметрів ділянок основного газозбірного колектору DN 700 Шебелинського ГРП наведено в табл. 2. В табл. 3 наведено результати оцінки гідравлічного стану досліджуваних ділянок. Порівняльний аналіз та оцінка динаміки показників гідравлічного стану ділянок основного газозбірного колектору приведена в табл. 4. В даній таблиці наведено основні показники за результатами досліджень, що проводились в період 2016–2017 років.

Таблиця 2

Результати вимірювання технологічних параметрів режиму роботи основного газозбірного колектору DN 700 Шебелинського ГРП (подача газу на Червонодонську ДКС) станом на 03.02.2017 р.

Ділянка газопроводу	Початковий тиск, $P_{\text{поч}}, \text{ ат}$	Кінцевий тиск, $P_{\text{кінц}}, \text{ ат}$	Середня температура газу, $T, \text{ }^\circ\text{C}$	Продуктивність ділянки, $Q, \text{ млн. м}^3/\text{доба}$
1	6,645	6,584	2,02	0,617
2	6,584	6,442	1,81	0,783
3	6,442	6,28	1,56	1,834
3'	6,28	6,143	1,32	3,458
4	6,143	5,73	1,04	3,587
5	5,789	5,48	0,82	4,329
6	5,48	5,344	0,51	4,329
7	5,344	5,078	0,5	4,329

Таблиця 3

Результати оцінки гідравлічного стану основного газозбірного колектору DN 700 Шебелинського ГРП за результатами досліджень 03.02.2017 р.

Діл. газопр.	Втрати тиску, ат	Надл. втрати, ат	Швид. газу, м/с	Коеф. гідр. еф., %	Розрах. об. забр., м <sup>3</sup>	Критич. об'єм забр., м <sup>3</sup>	Висновок про режим роботи
1	0,07	0,07	2,67	<b>13,89</b>	<b>7,758</b>	7,17	Ділянка газопроводу забруднена, накопичено 7,758 м <sup>3</sup> , швидкість газу сприяє осадженню рідини під час транспортування газу, надлишкові втрати тиску – 0,07 ат, існує ймовірність залпового викиду рідини на наступну ділянку
2	0,14	0,14	3,44	<b>10,23</b>	<b>8,1</b>	6,69	Газопровід забруднений, накопичено 8,1 м <sup>3</sup> , швидкість газу сприяє осадженню рідини під час транспортування газу, надлишкові втрати тиску – 0,14 ат, існує ймовірність залпового викиду рідини на наступну ділянку
3	0,16	0,08	8,32	<b>73,38</b>	<b>7,7</b>	19,04	На ділянці газопроводу накопичено 7,7 м <sup>3</sup> , швидкість газу сприяє осадженню рідини, надлишкові втрати тиску – 0,08 ат
3'	0,14	0,03	16,06	<b>89,09</b>	<b>2,08</b>	6,09	На ділянці газопроводу накопичено 2,08 м <sup>3</sup> , швидкість газу сприяє винесенню рідини, надлишкові втрати тиску – 0,03 ат
4	0,41	0,05	17,39	<b>93,54</b>	<b>0</b>	0	Ділянка газопроводу чиста
5	0,31	0,05	22,09	<b>90,91</b>	<b>1,265</b>	2,7	На ділянці газопроводу накопичено 1,265 м <sup>3</sup> , швидкість газу сприяє винесенню рідини, надлишкові втрати тиску – 0,05 ат
6	0,14	0,06	23,0	–	–	–	Швидкість газу сприяє винесенню рідини, втрати тиску зумовлені місцевими опорами в сепараційному обладнанні
7	0,266	–	–	–	–	–	Втрати тиску зумовлені місцевими опорами в сепараційному обладнанні

Таблиця 4

Порівняльна таблиця результатів оцінки гідравлічного стану ділянок основного газозбірного колектору DN 700 Шебелинського ГКР, що проводились 28 листопада – 02 грудня 2016 р. та 03 лютого 2017 р.

Ділянка газопр.	Дослідження 28.11.2016 р. – 02.12.2016 р.					Дослідження 03.02.2017 р.				
	$P_{сер}$ , ат	$Q$ , млн. м <sup>3</sup> /д	$\Delta P$ , ат	Об. заб., м <sup>3</sup>	Гід. еф., $E$ , %	$P_{сер}$ , ат	$Q$ , млн. м <sup>3</sup> /д	$\Delta P$ , ат	Об. заб., м <sup>3</sup>	Гід. еф., $E$ , %
1	6,58	0,5618	<b>0,02</b>	6,84	<b>28,34</b>	6,62	0,617	<b>0,07</b>	7,758	<b>13,89</b>
2	6,565	0,7346	<b>0,01</b>	5,79	<b>36,16</b>	6,51	0,783	<b>0,14</b>	8,1	<b>10,23</b>
3	6,53	2,2636	<b>0,07</b>	0,00	100,0	6,36	1,834	<b>0,16</b>	7,7	<b>73,38</b>
4	6,231	3,6817	<b>0,26</b>	2,69	<b>91,99</b>	5,94	3,587	<b>0,41</b>	0	<b>93,54</b>
5	6,03	4,4419	<b>0,14</b>	0	<b>98,99</b>	5,64	4,329	<b>0,31</b>	1,265	<b>90,91</b>
6	5,9	4,4419	<b>0,12</b>	–	<b>86,34</b>	5,41	4,329	<b>0,14</b>	1,345	<b>75,56</b>
7	Заміри не проводилися					5,21	4,329	<b>0,266</b>	–	–

### 6. Результати дослідження місць найбільш імовірної локалізації забруднень

Для відстеження місць можливої локалізації рідини на рис. 1 наведено план-профіль траси системи збору газу з УКПГ Шебелинського ГКР (Шебелинський газозбірний колектор).

В табл. 5 наведено перелік проблемних ділянок газопроводів системи збору і транспортування газу з родовищ ГПУ «Шебелинкагазовидобування» із надмірними втратами тиску внаслідок накопичення забруднень в порожнині.

В табл. 6 наведено результати досліджень гідравлічного стану основного газозбірного колектору у весняно-літній та осінньо-зимовий періоди експлуатації 2017 р. Дана таблиця наведена з метою порівняльного аналізу та оцінки зміни основних показників гідравлічних характе-

стик ділянок досліджуваних газопроводів (перепаду тиску на ділянці, коефіцієнту гідравлічної ефективності, розрахункового об'єму забруднень).

З січня по лютий 2017 р. на вході Червонодонецької ДКС Шебелинського ГКР спостерігалось збільшення надходження рідини з газозбірного колектору у великих обсягах (приблизно 152 м<sup>3</sup> за добу), яка насичена залишками гематиту, глини та інших механічних сумішей. Рідина не вловлювалась в повному об'ємі на сепараційному обладнанні УКПГ, пиловловлювачах та розширювальній камері компресорного цеху ЧДКС. Потраплення рідинної фази на вхід компресорних агрегатів ЧДКС призвело до виходили з ладу клапанів, поршнів та сальникових ущільнень. Ситуація, що виникла, негативно вплинула на стабільну роботу компресорного цеху Червонодонецької ДКС та призвела до втрат видобутку газу з Шебелинського ГКР [30].

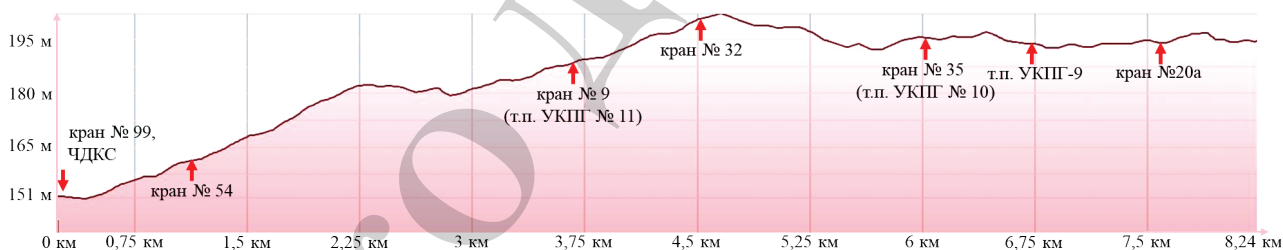


Рис. 1. План-профіль траси основного газозбірного колектору DN 700 «кран № 99 – кран № 20а» (подача газу на Червонодонецьку ДКС)

Таблиця 5

Перелік проблемних ділянок газопроводів за оцінками результатів досліджень гідравлічного стану в осінньо-зимовий період роботи 2017 р.

Ділянка	Втрати тиску, (заг./надл.), ат	Коеф гідр. ефект., %	Розрах. об'єм забруднень, м <sup>3</sup>	Рекомендації щодо покращення гідравлічного стану
Ділянки газопроводів системи збору та транспортування газу з УКПГ Шебелинського ГКР на Червонодонецьку ДКС				
УКПГ № 20а – т.п. УКПГ-9	0,07/0,07	13,89	7,758	Потребує постійного моніторингу гідравлічного стану.
УКПГ-9 – кран № 35	0,7/0,7	7,77	8,63	Потребує постійного моніторингу гідравлічного стану.
Лупінг «кран № 20а – кран № 8»	0,3/0,3	12,72	36,5	Потребує постійного моніторингу гідравлічного стану. Розглянути питання виконання врізки відводу для мобільного дренажного пристрою

Таблиця 6

Порівняльна таблиця результатів оцінки гідравлічного стану ділянок системи збору газу з УКПГ Шебелинського ГКР, що проводились у весняно-літній та осінньо-зимовий періоди 2017 р.

Основний газозбірний колектор DN 700, подача на ЧДКС										
Діл. газоп.	Весняно-літній період 2017 р.					Осінньо-зимовий період 2017 р.				
	Сер. тиск $P_{сер}$ , ат	Прод. $Q$ , млн. м <sup>3</sup> /д	Пер. тиску $\Delta P$ , ат	Гід. еф., $E$ , %	Об'єм забр., м <sup>3</sup>	Сер. тиск $P_{сер}$ , ат	Прод. $Q$ , млн. м <sup>3</sup> /д	Пер. тиску $\Delta P$ , ат	Гід. еф., $E$ , %	Об'єм забр., м <sup>3</sup>
1	6,98	0,8771	0,01	–	–	6,51	0,2382	0,01	–	–
1'	–	–	–	–	–	6,36	0,6021	0,3	12,72	36,5
2	6,89	1,0429	0,163	12,32	6,19	6,47	0,3462	0,07	7,77	8,63
3	6,65	2,2199	0,328	61,83	10,54	6,32	1,5845	0,22	50,49	12,73
3'	6,41	3,7303	0,143	92,78	0	6,14	3,6767	0,14	95,74	0
4	6,09	3,8375	0,509	90,75	2,79	5,91	3,8241	0,32	84,7	4,67
5	5,66	4,4564	0,351	90,09	1,5	5,58	4,5559	0,35	83,89	1,74
6	5,42	4,4564	0,68	–	–	5,3	4,5559	0,21	–	–

### 7. Розробка заходів для видалення рідини із порожнини газопроводу

З метою запобігання виходу з ладу компресорного обладнання на Червонодонецькій ДКС та підвищення ефективності роботи газозбірної системи Шебелинського ГКР було розроблено заходи для підвищення ефективності системи збору газу з УКПГ Шебелинського ГКР. В числі запланованих заходів було передбачено виконання наступних робіт:

– роботи з дренажу рідини з газозбірного колектору DN 700 біля крану № 8 під тиском без зупинки роботи газопроводу;

– роботи з підключення додаткового газопроводу між кранами № 20а та № 8 під тиском без зупинки роботи газопроводу.

Роботи з вилучення рідини виконувались в червні-липні 2017 року під тиском, без зупинки видобутку та випускання газу в атмосферу. В процесі робіт було використано пристрій для видалення рідини з внутрішньої порожнини трубопроводу (рис. 2) [30].

Основною метою цієї роботи було видалення рідини з порожнини колектору DN 700 на ділянці між УКПГ-5 та краном № 8. Використання технології безогневої врізки дозволяє виключити втрати газу під час проведення робіт з врізання дренажу в порівнянні із традиційним методом із зупинкою газопроводу та стравлювання газу в атмосферу. Також виключається зупинка видобутку газу з УКПГ-2 та УКПГ-5 Шебелинського ГКР.

Роботи з видалення рідинної фази включають в себе розроблений технологічний комплекс для виконання робіт по дренажу рідини з промислового газопроводу. Даний комплекс включає в себе підготовчі роботи, роботи по монтажу «Пристрою для видалення рідини з внутрішньої порожнини трубопроводу» (рис. 2, а), дренажу рідини в автоцистерну (рис. 2, б) та завершальні роботи.

Наступним етапом виконання запланованих заходів були роботи з приєднання 2-х відгалужень DN 700 до газозбірного колектору в районі між кранами № 20а та № 8. Роботи також виконувались під тиском, без зупинки видобутку газу та випускання газу в атмосферу. При виконанні робіт застосовувалась сучасна техніка з комплек-

ту обладнання фірми TD Williamson (машина для врізок з гідравлічним приводом моделі TM-1200H) (рис. 3) [30].



Рис. 2. Пристрій для видалення рідини з внутрішньої порожнини трубопроводу (а) та процес дренажу рідини в автоцистерну (б)



Рис. 3. Машина для врізок з гідравлічним приводом моделі фірми TD Williamson з корпусним адаптером змонтована до вузла приєднання відгалуження

Метою цієї роботи було підвищення ефективності роботи системи збору газу з УКПГ Шебелинського ГКР шляхом підключення лушпінгу DN 1000 між краном № 20а та краном № 8. Це дало можливість зменшити перепади тиску в основному газозбірному колекторі DN 700 та по-



низити робочі тиски на гирлі свердловин. Для цього використаний новозбудований «Додатковий газопровід I ступеня стиснення газу Червонодонської ДКС» загальною довжиною 3,638 км та еквівалентним діаметром 949 мм.

Роботи з приєднання 2-х відгалужень DN 700 до газозбірного колектору в районі крану № 8 та крану № 20а включав в себе розроблений комплекс робіт. Даний комплекс робіт включав в себе роботи по підготовці, безвогнеї врізці, із використанням сучасного обладнання фірми TD Williamson (рис. 3) та завершальних робіт (рис. 4) [30].



Рис. 4. Вузол приєднання відгалуження DN 700 приварений до лупінгу DN 1000 в районі крану № 8

#### 8. Обговорення результатів розробки технічних рішень з підвищення ефективності функціонування системи транспортування газу

За результатами проведених досліджень гідравлічного стану ділянок основного газозбірного колектору DN 700 Шебелинського ГКР (станом на 03 лютого 2017 р.) можна відмітити наступне:

- на початкових ділянках колектору «кран № 20а – тп УКПГ-9» та «тп УКПГ-9 – кран № 35 (тп УКПГ-10)» існує ймовірність залпового викиду рідини на наступні ділянки, оскільки об'єми забруднень на ділянках перевищують критичні значення;

- на ділянці «кран № 35 (тп УКПГ-10) – кран № 32» швидкісний режим газового потоку сприяє накопиченню рідини;

- на наступних ділянках, починаючи від крану № 32, швидкість газового потоку сприяє переміщенню мас рідини по газопроводу з подальшим винесенням на вхідне сепараційне обладнання Червонодонської ДКС.

Порівняльний аналіз оцінок гідравлічного стану лінійних ділянок основного газозбірного колектору DN 700 Шебелинського ГКР за результатами досліджень (листопад-грудень 2016 р. та лютий 2017 р.) приведено в табл. 4. Результати приведено нижче (табл. 7). Із результатів видно, що на всіх ділянках відбулося зниження коефіцієнту гідравлічної ефективності та збільшення об'ємів забруднень, що свідчить про надходження рідини в колектор.

Для збору рідини з основного газозбірного колектору DN 700, необхідно розглянути можливість встановлення конденсагозбірника типу «розширювальна камера» на кінцевій ділянці газопроводу в пониженому місці між краном № 54 та краном № 99.

В результаті проведеного комплексу робіт з врізки відводу та дренування рідини з газозбірного колектору DN 700 Шебелинського ГКР біля крану № 8 було вилучено рідини в об'ємі 27,635 м<sup>3</sup>.

На основі досліджень гідравлічного стану газозбірного колектору було локалізовано місця найбільш ймовірних скупчень забруднень. В результаті чого було прийнято рішення виконати роботи по видаленню рідини із даного промислового газопроводу біля крану № 8 були проведені роботи по врізці та дренуванню рідини. Використання технології безвогнеї врізки дало змогу отримати позитивний економічний ефект для Товариства (близько 66,23 тис. доларів США, розрахунок наведено нижче) [30].

Розрахунок економічного ефекту від впровадження технології безвогнеї врізки та дренування рідини з порожнини газопроводу під тиском виконано згідно наступної методики.

$$Q_{\text{об'єм.страв.}} = \frac{2893,9}{T} \cdot V \cdot \left[ \frac{P_{\text{п}}}{Z_{\text{п}}} - \frac{P_{\text{к}}}{Z_{\text{к}}} \right], \quad (1)$$

де  $T$  – температура газу на ділянці, що відключається, К;  $V$  – геометричний об'єм ділянки газопроводу, м<sup>3</sup>;  $P_{\text{п}}$ ,  $P_{\text{к}}$  – абсолютний середній тиск газу на ділянці газопроводу перед початком та після спорожнення, МПа;  $Z_{\text{п}}$ ,  $Z_{\text{к}}$  – відповідні коефіцієнти стисливості газу на ділянці, що відключається.

Підставляючи вихідні дані, отримаємо об'єм газу, що випускається на ділянці газопроводу:

$$Q_{\text{об'єм.страв.}} = \frac{2893,9}{284,5} \cdot 2206 \cdot \left[ \frac{0,749}{0,98} - \frac{0,1}{1,0} \right] = 14,906 \text{ тис. м}^3.$$

Проведемо розрахунок втрат газу від припинення видобутку з УКПГ-2, УКПГ-5, що працюють на дану ділянку під час зупинки газопроводу:

$$Q_{\text{зуп.видоб.}} = [Q_{\text{УКПГ-2}} + Q_{\text{УКПГ-5}}] \cdot \frac{\tau}{24}, \quad (2)$$

де  $Q_{\text{УКПГ-2}}$ ,  $Q_{\text{УКПГ-5}}$  – добовий видобуток газу з УКПГ-2, УКПГ-5 відповідно, тис. м<sup>3</sup>;  $\tau$  – тривалість зупинки видобутку під час проведення робіт традиційним способом.

Підставляючи дані, отримаємо скорочення об'єму газу, що видобувається на даних УКПГ, внаслідок його припинення під час проведення робіт з зупинкою газопроводу:

$$Q_{\text{зуп.видоб.}} = [196,0 + 254,0] \cdot \frac{27,84}{24} = 522,0 \text{ тис. м}^3.$$

Визначимо загальні втрати газу, під час виконання робіт з зупинкою ділянки газопроводу, за формулою:

$$Q_{\text{заг.}} = Q_{\text{зуп.видоб.}} + Q_{\text{об'єм.страв.}} \quad (3)$$

Підставляючи розрахункові дані, отримаємо загальний об'єм втрат газу, під час виконання робіт з зупинкою ділянки газопроводу із стравлюванням газу в атмосферу та припинення видобутку газу з УКПГ:

$$Q_{\text{заг.}} = 14,906 + 522,0 = 536,906 \text{ тис. м}^3.$$



Розрахуємо економічний ефект за наступною формулою:

$$E = (C - C_{\text{уп}}) \cdot Q_{\text{заг}} - B_i, \quad (4)$$

де  $C$  – ціна реалізації газу (без ПДВ), грн/тис. м<sup>3</sup>;  $C_{\text{уп}}$  – умовно-змінна частина собівартості видобутку газу по Товариству, грн./тис. м<sup>3</sup>;  $Q_{\text{заг}}$  – загальні втрати тиску, тис. м<sup>3</sup>;  $B_i$  – витрати на проведення заходу, грн.

$$E = (4849,0 - 1525,98) \cdot 536,906 - 62564,98 = 1721854,39 \text{ грн} = 66,23 \text{ тис. дол. США.}$$

В результаті проведеного комплексу робіт з приєднання 2-х відгалужень DN 700 до газозбірного колектору DN 700 Шебелинського ГКР між кранами № 20а та № 8 та введення в роботу лупінгу DN 1000:

– перепад тиску по основному колектору на ділянці від крану № 20а до крану № 8 зменшився на 0,201 ат (з 0,501 ат – за даними досліджень в травні 2017 р. до 0,3 ат – за даними досліджень в листопаді 2017 р.);

– загальний перепад тиску по основному газозбірному колектору на ділянці від крану № 20а до крану № 99 зменшився на 0,3941 ат (з 1,504 ат – за даними досліджень в травні 2017 р. до 1,11 ат – за даними досліджень в листопаді 2017 р.);

– проведенні роботи по очищенню газопроводу від забруднень сприяли зниженню надлишкового перепаду тиску та призвели до зменшення витрати паливного газу до 5 %;

– використання технології приєднання відгалужень DN 700 під тиском дозволило виключити втрати газу внаслідок зупинки ділянки газопроводу, в результаті чого економічний ефект для Товариства склав 125 тис. доларів США [30]. Розрахунок економічного ефекту для даної ділянки газопроводу виконано аналогічно із формулами (1)–(4).

Порівняння результатів оцінки гідравлічного стану ділянок основного газозбірного колектору, що проводились у весняно-літній, осінньо-зимовий період та після проведених вищезазначених заходів представлено у табл. 7.

Порівняльна таблиця результатів оцінки гідравлічного стану ділянок основного газозбірного колектору, що проводились у весняно-літній, осінньо-зимовий період та після проведених вищезазначених заходів

Діл. газоп.	Весняно-літній період 2017 р.			15.08.2017 р. (після проведених заходів)			Осінньо-зимовий період 2017 р.		
	Пер. тиску $\Delta P$ , ат	Гід. еф., $E$ , %	Об'єм забр., м <sup>3</sup>	Пер. тиску $\Delta P$ , ат	Гід. еф., $E$ , %	Об'єм забр., м <sup>3</sup>	Пер. тиску $\Delta P$ , ат	Гід. еф., $E$ , %	Об'єм забр., м <sup>3</sup>
1	0,01	–	–	0,01	–	–	0,01	–	–
1с	–	–	–	0,1	44,99	10,2	0,3	12,72	36,5
2	0,163	12,32	6,19	0,01	38,17	4,88	0,07	7,77	8,63
3	0,328	61,83	10,54	0,06	100,0	0	0,22	50,49	12,73
3с	0,143	92,78	0	0,12	96,54	0	0,14	95,74	0
4	0,509	90,75	2,79	0,19	94,22	1,89	0,32	84,7	4,67
5	0,351	90,09	1,5	0,13	98,85	0	0,35	83,89	1,74
6	0,68	–	–	0,18	–	–	0,21	–	–

Для прогнозування подальшої зміни гідравлічного стану трубопровідної системи збору та транспортування газу запропоновано перший етап розроблення системи моніторингу гідравлічної ефективності в режимі онлайн. Для її реалізації в даний час накопичується база значень експлуатаційних показників на основі системи онлайн моніторингу роботи свердловин.

## 9. Висновки

1. За результати проведених досліджень основного газозбірного колектору відмічається накопичення рідинної фази у «висхідних ділянках». Чітко спостерігається накопичення рідинної фази на проміжку від «крана № 20а» до «крана № 32» (до підвищення рельєфу), що в результаті є причиною пониження коефіцієнта гідравлічної ефективності. Проводячи аналіз профілю траси після «крана № 32» спостерігається, що із пониженням рельєфу в сторону «крана № 99» відмічається підвищення коефіцієнта гідравлічної ефективності. Зафіксовано також мінімальне накопичення рідинної фази. Але встановлено, що уся рідинна, яка накопичується на проміжку «Кран № 20а» – до «Кран № 32», досягаючи значень вище критичних, газовим потоком і сприятливим рельєфом виноситься на вхідний вузол ЧДКС (сепараційне обладнання).

2. Визначено експлуатаційні фактори та сезонні періоди, що є найсприятливішими для утворення забруднень, а також локальні місця трубопровідної системи збору газу, що найбільш схильні до накопичення забруднень. Зокрема, показано, що накопичення рідинної фази у порожнині промислового газопроводу негативно впливає не тільки на показник коефіцієнта гідравлічної ефективності та продуктивності, а й приводить до утворення агресивного (корозійного) середовища, що постійно контактує з внутрішньою поверхнею трубопроводу та зменшує термін його безаварійної експлуатації. Доведено, що рідинна фаза накопичується в трубопроводі за рахунок зміни термобаричних умов рівноваги фаз при транспортуванні газу після попередньої підготовки газу (від УПГ) до компресорних станцій та групових пунктів поглибленої підготовки. Рідина, що накопичується в трубопроводі, складається з високо мінералізованої пластової води і вуглеводневого конденсату із значним вмістом CO<sub>2</sub> (діоксиду вуглецю), H<sub>2</sub>S (сірководню) та ін. Відповідно, при накопиченні рідинної фази в перерізі промислового газопроводу (порожнині газопроводу), враховуючи агресивність рідини, відбуваються процеси, що призводять до корозії стінки трубопроводу, що в свою чергу може призвести до виходу із ладу системи збору та транспортування газу. Це дає підстави:

– відмітити значимість аналізу стану гідравлічної ефективності системи;

– попередити надлишкові втрати тиску та процеси гідратуутворення;

– розробленням заходів по очищенню системи збору та транспортування нівелювати вплив корозійних процесів на стінки трубопроводів.

3. Реалізація заходів з видалення рідини із порожнини газопроводу, які передбачають дренавання рідини з газозбірного колектору шляхом встановлення додаткового трубопро-

воду та застосування спеціалізованого очисного пристрою, дозволяє проводити дренажні роботи без зупинки роботи газопроводу. Показано, що ефективним є комплексний підхід до реалізації заходів з підвищення ефективності функціонування системи транспортування газу:

– заміна фізично та морально застарілого обладнання установок підготовки газу, а саме сітчастих сепараторів (перед подачею газу в основний газозбірний колектор на проміжку «кран № 20а» – «кран № 32»);

– розробка графіку виконання періодичного дренажу рідини з газозбірного колектору;

– визначення доцільності облаштування трубопроводу камерами пуску-прийому поршнів для періодичного очищення газопроводу від залишкової рідини;

– встановлення на досліджуваному об'єкті (на вході Червонодонської ДКС) розширювальної камери для попередження «залпових викидів» рідинної фази на основне технологічне обладнання та вхід компресорних агрегатів.

## Література

1. Трубопровідний транспорт газу / Ковалко М. П., Грудз В. Я., Михалків В. Б. та ін.; ред. М. П. Ковалко. Київ: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. 600 с.
2. Одишария Г. Э. Гидравлический расчёт рельефных трубопроводов при незначительном содержании жидкости в потоке газа // Газовая промышленность. 1976. С. 42–43.
3. Зайцев Ю. В. Влияние характера газожидкостного потока на эффективность ингибиторной защиты // Газовая промышленность. 1978. № 2. С. 17–19.
4. Мухин В. Е. Структурные формы течения газожидкостных смесей в трубах // Газовое дело. 1971. № 1. С. 13–15.
5. Goldberg V., Mc Kee F. Model Predicts Liquid Accumulation Severe Terrain Induced Slugging for Two-Phase Lines // Oil & Gas Journal. 1985.
6. Визначення об'єму відкладів у діючому газопроводі та його гідравлічної ефективності / Капцов І. І., Братах М. І., Винник С. М. та ін. // Проблеми розвитку газової промисловості України. 2001. С. 95–99.
7. Спосіб контролю утворення гідратів у газопроводі: Пат. № 49764 UA. 6F17D3/00 / Вечерік Р. Л., Рудник А. А., Коток В. Б., Ткач О. І., Бантюков Є. М., Виноградець С. О. та ін. № 2002064609; заявл. 05.06.2002; опубл. 16.09.2002, Бюл. № 9.
8. Спосіб контролю утворення гідратів у газопроводі: Пат. № 49762 UA. 6F17D3/00 / Челомбітько Г. О., Волчков І. І., Хацький Ю. Б., Коток В. Б., Бантюков Є. М., Долгополов С. Г. та ін. № 2002064607; заявл. 05.06.2002, опубл. 16.09.2002, Бюл. № 9.
9. Брук В. А., Гордієнко І. А., Дутчак І. О. До питання запобігання гідратуутворення в магістральних газопроводах // Питання розвитку газової промисловості України. 2002. С. 150–153.
10. Брук В. А. Способ определения загрязненности магистрального газопровода: Пат. СССР № 1247624. заявл. 19.02.1985; опубл. 30.07.1986, Бюл. № 28.
11. Darin L. G. Natural gas quality workshop. Session 2 // Effects of Poor Gas Quality and Causes of Sample Distortion. An SGAnetwork Web Conference. 2010.
12. Спосіб контролю гідравлічного стану магістрального газопроводу: Пат. № 34697 UA / Руднік А. А. та ін. заявл. 01.04.1999; опубл. 15.03.2001, Бюл. № 2.
13. Брук В. А. Визначення режимів роботи та гідравлічної ефективності газопроводу у випадку неізотермічних течій // Питання розвитку газової промисловості України. 2002. С. 154–158.
14. СОУ 09.1-30019775-246:2015. Методика визначення гідравлічного стану газопроводів системи збору і транспортування газу з родовищ ПАТ «Укргазвидобування». УкрНДІГаз, 2015. 43 с.
15. Пальчиков В. П., Маслов В. М., Лучанский В. Е. Бесконтактный способ индикации уровня жидких отложений в газопроводных системах // Передовой производственный и научно-технический опыт, рекомендуемый для внедрения в газовой промышленности. 1989. № 2. С. 48–52.
16. Robert J., Purinton Jr. Cleaning pipeline interior with gelled pig: Pat. No. US4473408A. No. 4,473,408; declared: 12.01.1982; published: 25.09.1984.
17. Moshfeghian M., Johannes A. H., Maddox R. N. Thermodynamic Properties are Important in Predicting Pipeline Operations Accurately // Oil&Gas Journal. 2002. Vol. 100, Issue 5. P. 56–62.
18. Norris H. L., Rydahl A. Simulation reveals conditions for onshore arctic gas-condensate pipeline // Oil&Gas Journal. 2003.
19. Mokhatab S. Correlation predicts pressure drop in gas-condensate pipelines // Oil&Gas Journal. 2002. P. 66–67.
20. ВНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. Москва, 1986.
21. Братах М. І., Зайд Халіл Ібрахім, Гребенюк С. Д. Вплив гідравлічного стану системи промислових газопроводів на режим роботи об'єктів газовидобувного комплексу // Інтегровані технології та енергозбереження. 2015. № 1. С. 22–26.
22. Abdumula, M. F. Crude Oil Pipelines Inspection // Technology of Oil and Gas Forum and Exhibition. 2004.
23. Горін П. В., Тимків Д. Ф., Голубенко В. П. Систематизація методів очистки газозбірних мереж для транспортування газу зрілих родовищ // Комунальне господарство міст. Серія: Технічні науки та архітектура. 2017. Вип. 134. С. 52–57.

24. Abdumula M. F. Heavy Hydrocarbon Testing Methodology // The Micro CAD International Scientific Conference Hungary – Miskolc. 2004.
25. 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. 2003.
26. Abdumula M. F. Wax Precipitation in Crude Oil Transporting Pipelines // The Micro CAD International Scientific Conference Hungary – Miskolc. 2004.
27. Al-Yaari M. Paraffin Wax Deposition: Mitigation and Removal Techniques // SPE Saudi Arabia section Young Professionals Technical Symposium. 2011. doi: 10.2118/155412-ms
28. Gupta A., Sircar A. Introduction to Pigging & a Case Study on Pigging of an Onshore Crude Oil Trunkline // IJLTEMAS. 2016. Vol. V, Issue II. 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)
29. Uhlig's Corrosion Handbook / R. Winston Revie (Ed.). 3rd ed. Wiley, 2011. 1296 p.
30. Звіт про науково-дослідну роботу «Моніторинг та аналіз гідравлічного стану системи газопроводів, по яких транспортується газ з родовищ ГПУ «Шебелинкагазвидобування» / Шимановський Р. В., Стецюк С. М., Братах М. І., Коляденко В. А. Харків, 2017. 193 с.

НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ПЕРВИЗДАЧНИМ

