

УДК 622.691.4

Скрильник К.Ю., Мухаммед Галеб Насер Аль-Шаммар, Кримов А.П.

**АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМИ ЗБОРУ ГАЗУ**

Значна кількість газоконденсатних родовищ України знаходиться на завершальній стадії розробки, що характеризується певними ускладненнями в роботі як підземної частини родовища, так і об'єктів його наземної частини. Кінцевий етап завершальної стадії розробки ГКС на режимі виснаження в умовах тиску нижчого, ніж тиск максимальної конденсації суміші пласта характеризується різким погіршенням його енергетичних можливостей. В пластових умовах природний газ контактує зі зв'язаною водою і повністю насичений її парами. В процесі розробки родовища, в результаті зміни термодинамічних та швидкісних умов по шляху руху газу з пласта до споживача, частина води конденсується. Таким чином, відокремимо першу проблему в експлуатації наземних об'єктів родовища – забруднення шлейфів свердловин та промислових газопроводів рідиною.

Далі по трасі до споживача газ попадає на установку його попередньої або комплексної підготовки, де його параметри доводяться до вимог якості, які безпосередньо залежать від ефективності роботи сепараторів, що проектувалися на тиск максимальної конденсації та певний компонентний склад газу на початок розробки родовища. Зміна газоконденсатної системи під час розробки родовища у режимі на виснаження та зміна тиску максимальної конденсації призводять до того, що обладнання УКПГ працює в умовах тиску та температури, які відрізняються від оптимальних для відбивання рідинної фази. Зміна тиску та температури під час транспортування газу системою газопроводів-відводів та магістральних газопроводів призводить до конденсації та осадження рідини на їх ділянках. Отже, другим важливим питанням в експлуатації наземної частини родовища є забруднення водою та конденсатом газопроводів-відводів та системи магістральних газопроводів, що транспортують газ власного видобутку [1].

За умови наявності в продукції свердловини пластової мінералізованої води виникають ускладнення, пов'язані з утворенням та відкладенням неорганічних солей у стовбурах видобувних свердловин, трубопроводах та промисловому обладнанні. Ці відкладення, зазвичай, є твердими, мають добре зчеплення з поверхнею металу та важко піддаються видаленню. В сольових відкладеннях присутні також компоненти і продукти корозії металоконструкцій. Корозію газопромислового обладнання може спричинити наявність в пластовому газі агресивних компонентів: сірководню, діоксиду вуглецю, кислот жирного ряду (мурашиної, пропіонової, масляної). Агресивні компоненти в присутності води (підшовної, крайової, пластової) вступають з металами в хімічну реакцію, руйнуючи внутрішню поверхню свердловинного та наземного обладнання. Після тривалого терміну експлуатації свердловини, трубопроводи і обладнання газоконденсатних родовищ зазнають додатково зовнішньої корозії під дією атмосфери, пластових і ґрунтових вод, зовнішніх джерел струму та блукаючих струмів. Отже, третя за рахунком серйозна проблема – це корозія обладнання об'єктів наземної частини родовищ.

Окрім корозійного руйнування відбувається і ерозійний знос внутрішньої поверхні трубопроводів та обладнання установок за рахунок винесення твердих відкладень із стовбура свердловини: механічного пилу, глинистих включень тощо. Оскільки робочий тиск в промислових трубопроводах зазвичай низький, то складова втрат тиску на тертя і відповідна швидкісна складова підвищуються, а високі швидкості, як відомо, сприяють більш інтенсивному стиранню стінок трубопроводів та обладнання. Отже, наступним проблемним питанням є корозійне руйнування стінок трубопроводів та обладнання побічними продуктами видобутку газу [2].

І останнє: низький робочий тиск в контрольних точках наземної частини родовища ще не є причиною нехтування можливістю утворення гідратів, адже процес утворення їх є реакцією на сукупний вплив тиску та температури навколишнього середовища. Саме тому ця проблема для родовищ на завершальному етапі є актуальною більше в зимовий період експлуатації.

Очевидно, що уникнення ускладнень, викликаних сукупним або поодиноким впливом параметрів, притаманних цим проблемам, можливо за рахунок оперативного впровадження заходів щодо підвищення ефективності експлуатації об'єктів наземної частини родовищ.

Обґрунтуванню методів підвищення вуглеводневиддачі нафтогазоконденсатних пластів на завершальній стадії розробки присвячено праці С.І. Закирова [3], Г.А. Зотова [4] та ін. Дослідженнями корозійного стану об'єктів газовидобувних підприємств займалися українські дослідники Мельник А.П., Сенишин Я.І. [5] та інші. Процеси транспортування газу системою промислових та магістральних газопроводів, що транспортують газ власного видобутку детально досліджувались фахівцями УкрНДІгазу: Капцовим І.І., Саприкіним С.О. [6], Бурнихом В.С.

[7]. Аналіз техніки та технології, що впроваджується на «старих» нерівнопрохідних газопроводах, виконано дослідниками Братахом М.І. та Фоменко О.В. [8].

В цій роботі ми проаналізуємо проблему експлуатації газопроводів для родовищ на завершальній стадії розробки в частині ефективності впровадження низки заходів щодо скорочення втрат тиску, викликаних наявністю рідини. Адже саме ця проблема в експлуатації газопроводів відображається на ефективності роботи всього комплексу: УКПГ, ДКС, свердловин тощо. Із перелічених п'яти проблем три тісно пов'язані із впровадженням заходів і засобів очистки внутрішньої порожнини.

Подивимось на забруднення, пробу якого відібрано із газозбірного колектора, щоб мати уяву, чому власне при слові очистка газопроводу ми маємо справу із рідиною (рис. 1). Дані рисунку яскраво свідчать про те, що основним забруднювачем порожнини газопроводів є рідини. Саме аналізу методів їх відведення і присвячену цю роботу.

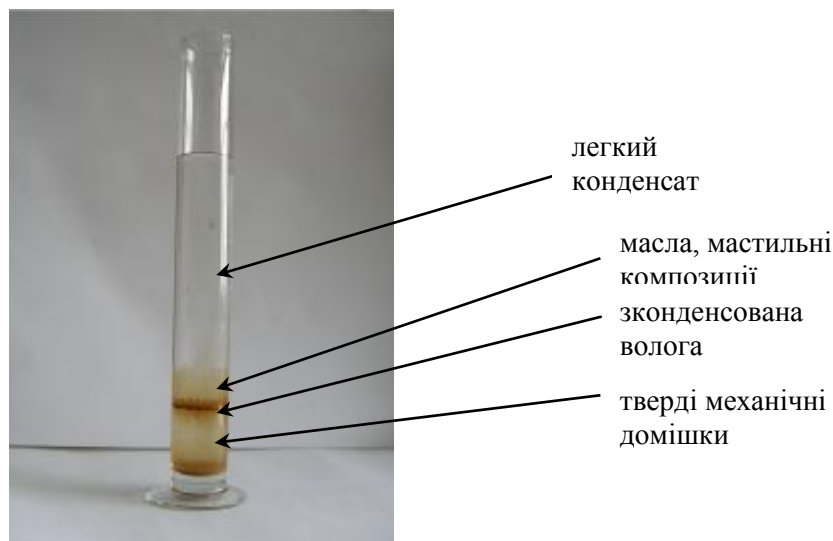


Рисунок 1 – Проба газу, яку відібрано із пристрою для відведення рідини між УКПГ – 23 та кр. 28

Роботу побудуємо наступним чином:

- класифікація всіх існуючих методів, способів і засобів для відведення рідини з порожнини газопроводів;
- їх системний аналіз з виділенням переваг та недоліків;
- аналіз ефективності впровадження на об'єктах газотранспортної системи.

Очистку порожнини діючого газопроводу з метою зменшення втрат тиску при транспортуванні природного газу можна здійснити одним із наступних способів:

- використовуючи пристрої для відведення рідини з газопроводу стаціонарної або періодичної дії;
- переводячи лінійні ділянки газопроводу в режим самоочищення (створення високошвидкісного потоку газу);
- використовуючи технічні засоби щодо введення реагентів для запобігання гідратуутворення.

Застосування стаціонарних пристроїв передбачає їх стаціонарну установку на трубі діючого газопроводу та періодичне обслуговування, пов'язане з відведенням рідини з приймачів забруднень, які входять до їхнього складу, або продувки в приймальну ємність.

Стаціонарні пристрої для відведення рідини з порожнини газопроводу можуть бути двох видів:

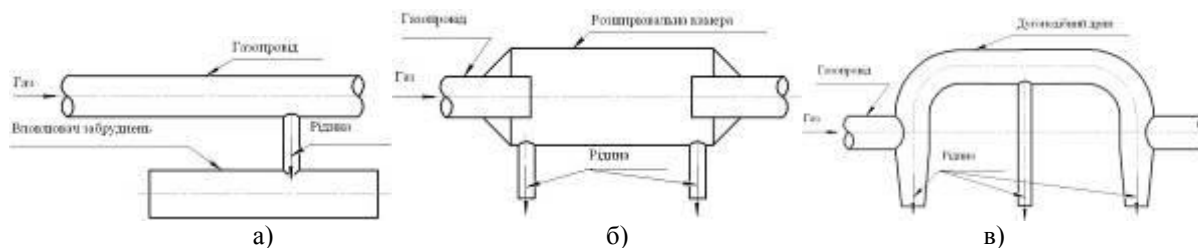
- вловлювачі забруднень (дрипи), що характеризуються відведенням рідини в приймач через з'єднувальні патрубки на нижній твірній трубопроводу;
- дренажні трубки (пір'я), які відводять рідину через верхню твірну діючого газопроводу.

Виділення (відбивання) рідкої фракції з газового потоку в пристроях постійної дії базується на конструкціях конденсатозбірників (дрипів), що сприяють збору рідини, яка тече, зміні напрямку потоку газу, зниженню його швидкості та температури.

Конструкції вловлювачів забруднень класифікують наступним чином (рис. 2).

Іншим видом стаціонарних пристроїв для відведення рідини з газопроводу є дренажні трубки.

За рахунок своєї легкості в обслуговуванні, низької вартості та простоти конструкції такі пристрої знайшли широке застосування на газопроводах системи збору та видобутку газу, міжпромислових газопроводах і початкових ділянках магістральних газопроводів, після ДКС, ГС, ПГРС.



а) заглушена на кінцях та з'єднана патрубком з газопроводом труба; б) розширювальна камера; в) дугоподібний дрип

Рисунок 2 – Принципові схеми вловлювачів забруднень різних типів

Дренажну трубку врізають в понижені місця траси газопроводу (балки, пойми невеликих річок, заболочені місцевості). Її конструкція візуально схожа на перо, зрізаний край якого опускається в порожнину газопроводу до нижньої його твірної (рис. 3).

Простота конструкції дренажної трубки обумовлює можливість її модернізації за рахунок:

- автоматизації процесу, що забезпечує можливість періодичного скиду рідини в приймальну ємність;
- використання з'ємної (мобільної) конструкції дренажної трубки з пристроєм для відведення рідини у пересувні ємності в зазначені періоди обслуговування [9].

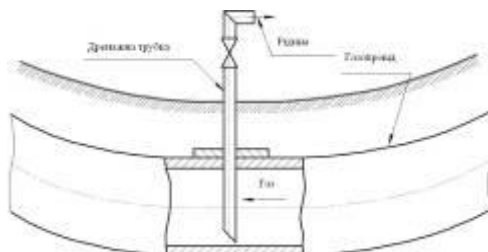


Рисунок 3 – Принципова схема відведення рідини з газопроводу за допомогою дренажних трубок

Періодичне відведення рідини з газопроводу здійснюють засобом пропускання поршнів, використовуючи при цьому енергію газового потоку. Тип обраного для очистки поршня залежить від призначення газопроводу і конструкції запірної арматури. Введення поршня в порожнину газопроводу в основному здійснюється через стаціонарні або мобільні камери запуску та прийому очисних поршнів.

Класифікуємо поршні, що використовуються, за сукупністю вищенаведених ознак:

1. Поршні, що використовуються для магістральних газопроводів та нових міжпромислових газопроводів, обладнаних камерами запуску та прийому очисних пристроїв і рівнопрохідною запірною арматурою:

- суцільнометалеві поршні-розділювачі, яскравим прикладом яких є поршень типу ОПРМ, виготовлений з авіаційних покришок. На порожнистому металевому корпусі поршня вільно розміщені авіаційні покришки з розпірними втулками між ними. В передній частині корпусу встановлюють герметичну перегородку та дисковий упор для покришок, а до задньої кріплять натискувальний фланець, що забезпечує осьове підтискання покришок;

- поршні-йорші (скребки) для видалення окалини, механічних речовин, а також витіснення рідини за допомогою дросельного кільця;

- газодинамічні установки, ефективність очистки внутрішньої поверхні при використанні яких забезпечується за рахунок використання в очисному пристрої газодинамічного сопла;

- турбоочишувачі, що використовують очисну установку з турбоприводом для забезпечення необхідної кількості очистки внутрішньої поверхні трансконтинентальних трубопроводів.

2. Поршні, що використовуються для очистки газопроводів, обладнаних камерами запуску та прийому очисних пристроїв з нерівнопрохідною арматурою, з наявністю вставок з труб різних діаметрів і значною кількістю переходів:

- еластичні гнучкі поршні з самоущільнювальними манжетами (поршні – калібри, складені з неопренових манжет і калібруючих пластин з наплавлюванням твердим сплавом);

- поршні-сфери, які являють собою порожні сфери з синтетичного або природного каучуку з товщиною стінок від 25–50 мм залежно від газопроводу, що очищується. Для придання герметичності під час прохо-

дження через порожнину газопроводу сфери наповнюються через спеціальні клапани водою, антифризом або гліцерином.

3. Поршні, що використовуються для очистки шлейфів свердловин і ділянок міжпромислових газопроводів, обладнаних нерівнопрохідною запірною арматурою:

– гелеві та пінні поршні, що базуються на введенні в порожнину газопроводу поверхнево-активних речовин (ПАР) зазначеної кратності і використанні їх в якості своєрідного поршня, що входить в контакт з рідиною та у вигляді суміші виштовхує її з порожнини газопроводу із зазначеною швидкістю.

Якщо недовліком перших двох груп поршнів є зношення основних пристроїв та висока імовірність застрягання в порожнині газопроводу, то застосування останньої групи пінних поршнів обмежується можливістю підтримання швидкості стабільності піни в межах від 2 до 4 м/с.

Однак і ті, і інші отримали широке розповсюдження в нафтогазовій промисловості за рахунок простоти принципу дії: запасування (введення) пристрою в спеціально обладнану камеру запуску і проштовхування енергією газового потоку з певною швидкістю через порожнину газопроводу до камери прийому очисного поршня, де відбувається збір забруднень у відкриті чи закриті ємності.

Способи переведення газопроводу в режим самоочищення передбачають створення умов режиму самоочищення при сезонних змінах газопостачання, під час пропускання потоку газу через дюкер чи основну нитку переходу газопроводу, а також при зміні режиму роботи нагнітачів компресорів на ДКС. Однак, для одноступінчастого газопроводу організація високошвидкісного потоку газу можлива лише за рахунок збільшення продуктивності ділянки, що виключає можливість застосування способу для газопроводів, які подають газ споживачам в якості кінцевого пункту транспортування, обмеженого рівнем газоспоживання.

При очистці газопроводу з наявністю компресорних станцій утворення в газопроводі імпульсного режиму робочого потоку газу за рахунок перепаду тиску досягають періодичним перекриттям порожнини газопроводу запірними лінійними кранами. Спосіб придатний і для очистки одноступінчастих газопроводів, на яких можна змінити на короткий час режим експлуатації газопроводу, а забезпечення споживачів газом при цьому проводять за рахунок спрацювання акумулюючої здатності газопроводу.

Однак, хоча цей спосіб широко використовується на лінійних ділянках газопроводів, він не враховує кінематику рідини по трасі газопроводу і вплив рельєфу місцевості прокладання ділянок газопроводу, не передбачає можливість визначення кількості рідини, що виноситься до обладнання об'єктів газовидобувної системи. Тому, достатньо часто використання такого способу призводить до простого розподілу мас рідини по застійних зонах ділянок газопроводу або ж до залпових викидів рідини на обладнання УКПГ, ДКС, ГС, ППРС та його відмов з подальшим забрудненням навколишнього середовища.

Тому, головним завданням при використанні способу очистки газопроводу високошвидкісним потоком газу є визначення оптимальних величин параметрів, що характеризують такий потік, і величини об'єму забруднень, які виносяться з порожнини газопроводу.

Внаслідок наявності в газоконденсатній суміші водяної пари в шлейфах свердловин виникають умови для утворення кристалогідратів, які зовні нагадують сніг або лід і є фізико-хімічними сполуками води з вуглеводнями. За своєю структурою газові гідрати – це сполуки включення (тверді розчини), які утворюються шляхом проникнення молекул газу в порожнини кристалічних структур з молекул води. Узагальнена формула газових гідратів  $M \times nH_2O$ , де значення  $n$  змінюється в межах 5,75–17,0, в залежності від складу газу та умов виникнення гідратів.

На промислових газопроводах можуть використовуватись наступні способи попередження утворення гідратів:

- підтримка температури газу вищою за температуру утворення гідратів (попереднє підігрівання газу);
- зниження тиску газу в газопроводі до рівня, що нижче за тиск рівноваги утворення гідратів;
- введення в газопровід спеціальних речовин – інгібіторів, які перешкоджають гідратуутворенню;
- осушка газу перед подачею його в газопровід.

В якості інгібіторів можуть використовуватись метиловий спирт (метанол), розчин діетиленгліколю (ДЕГ), триетиленгліколю (ТЕГ) і розчин хлористого кальцію. Інгібітори, що введені в потік природного газу, частково поглинають водяну пару і переводять її в розчин, що не утворює гідратів або утворює їх при більш низьких температурах.

Зрозуміло, що кожен із перелічених методів для покращення ефективності роботи об'єктів та обладнання наземної частини має свої обмеження по застосуванню, що визначаються принципом дії, можливістю впровадження та ефективністю роботи.

Проаналізуємо ефективність роботи найбільш часто вживаних заходів та засобів для покращення роботи об'єктів газовидобувної системи протягом 1987–2010 рр. Всі дані взято зі звітів про науково-дослідні роботи, виконані відділом транспортування газу УкрНДІгазу.

Аналіз наведених в табл. 1 даних дає змогу констатувати наступне.

По-перше, впровадження заходів вимагає мінімуму капіталовкладень, оскільки заходи щодо очистки входять до складу експлуатаційних витрат, а ефективність їх у частині скорочення втрат тиску під час транспортування достатньо висока. Тому, для родовищ, що працюють у режимі на виснаження доцільно перед введенням в експлуатацію ДКС скоротити втрати тиску як в газопроводах системи збору і видобутку газу (шлейфах), так і газозбірних колекторах (промислових газопроводах).

Таблиця 1 – Систематизація впровадження заходів по звільненню порожнини газопроводів і шлейфів свердловин від накопиченої рідини та гідратів

| Назва заходу                                                                                    | Рік впровадження | Місце впровадження                                                        | Прояви ефективності                        |                                                    |                                                                           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|---------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|----------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                 |                  |                                                                           | Зменшення втрат тиску, кгс/см <sup>2</sup> | Зростання коефіцієнту гідравлічної ефективності, % | Збільшення продуктивності (зростання видобутку), тис.м <sup>3</sup> /доба |
| Врізання модернізованого уловлювача забруднень                                                  | 1987             | Міжпромисловий газопровід Новотроїцьк-Більськ-Солоха                      | -1,3                                       | +20,03                                             | немає даних                                                               |
| Врізання дренажної трубки                                                                       | 2008             | Кільцевий газопровід Шебелинського ГКР                                    | -1,65                                      | +9,6                                               | немає даних                                                               |
| Врізання мобільних конструкцій дренажних трубок                                                 | 2009             | МГ ШДК на ділянці між т.п. Єфремівського ГКР та лінійним краном на 120 км | -0,6                                       | +23,2                                              | +287,2                                                                    |
| Врізання мобільних конструкцій дренажних трубок                                                 | 2010             | Газопровід-відвід Червонодінецька ДКС – МГ ШДК                            | -0,43                                      | +47,6                                              | +29,5                                                                     |
| Очистка високошвидкісним потоком                                                                | 2003             | МГ ШДК                                                                    | -2,3                                       | +9,5                                               | немає даних                                                               |
| Пропускання очисного поршня типу ОПРМ                                                           | 2007–2009        | МГ Шебелинка – Харків                                                     | -1,6                                       | +42                                                | +450                                                                      |
| Пропускання очисного поршня зі змінними манжетами                                               | 2005             | МГ ШДК на ділянці кр.№21 Б – Хрестищенська ДКС                            | -2,2                                       | +10,2                                              | немає даних                                                               |
| Пропускання пінного поршня                                                                      | 2010             | Шлейфи Шебелинського ГКР                                                  | до -1,95                                   | до +48,6                                           | +10 – для високодебітних                                                  |
| Пропускання пінного поршня                                                                      | 2010             | Міжпромисловий газопровід Кременівська УКПНГ – Перещепинська УКПГ         | -1,6                                       | +4,77                                              | +134                                                                      |
| Введення інгібітору гідратоутворення через свічу                                                | 2006             | Ділянка газопроводу-колектору між УКПГ-23 та ГРС Шебелинського ГКР        | -8,9                                       | 0                                                  | немає даних                                                               |
| Введення інгібітору гідратоутворення із попереднім розрахунком періодів активності за програмою | 2009             | Шлейфи Юліївського та Перещепинського НГП                                 | від -3,2 до -16,0                          | Від -6,2                                           | немає даних                                                               |

По-друге, для газопроводів, що транспортують газ власного видобутку, включаючи ділянки магістральних газопроводів, але обладнаних нерівнопрохідною арматурою, доцільно провести заходи щодо врізання простих конструкцій дренажних трубок в пониженіх місцях траси, що виявилися значно ефективнішими за їх потужні аналоги типу уловлювачів забруднень у короткотерміновому еквіваленті. Очевидно, що для газопроводів, обладнаних стаціонарними камерами запуску та прийому очисних пристроїв та рівнопрохідною запірною арматурою, слід застосувати багаторазовий пропуск очисних пристроїв, про що яскраво свідчить зростання продуктивності газопроводу Шебелинка-Харків в умовах низького тиску.

По-третє, застосування комплексу заходів по очистці газопроводів пінними поршнями є ефективним для шлейфів свердловин малого діаметру, хоча витратне з точки зору втрат газу. Для між-промислових газопроводів великого діаметру цей спосіб виявився вельми неефективним, оскільки неможливо підтримати стабільну оптимальну швидкість руху пінного поршня.

Швидкісний потік, попри свою ефективність і найнижчу серед усіх перелічених способів вартість, має певні обмеження по застосуванню, які визначаються необхідністю створення великого перепаду тиску на запірному

органі та швидкістю циклу його відкриття-закриття. Будь-яке відхилення від підібраних розрахункових параметрів відповідно відображається на зниженні ефективності впровадження.

Слід також звернути увагу, що введення інгібітору гідратуутворення різко знижує наявні втрати тиску на проблемній ділянці, але в підсумку знижує ефективність її роботи. Пояснюється це тим, що метанол в умовах низьких швидкостей газу, притаманних низькодебітним свердловинам і газопроводам, що подають газ безпосередньо споживачу, осідає разом із водою та конденсатом в понижених місцях траси і призводить до утворення гідравлічної пробки.

Результати впровадження заходів щодо очистки газопроводів свідчать про те, що доцільність використання того чи іншого методу залежить від окремої ланки газопроводів. Так, для газопроводів системи збору і видобутку газу (шлейфів свердловин) – це очистка пінними поршнями і, без сумніву, продувка шлейфів. Для системи міжпромислових і магістральних газопроводів з нерівнопрохідною арматурою – врізка дренажних трубок і також створення високошвидкісного потоку газу. Для системи магістральних газопроводів з рівнопрохідною арматурою – очистка шляхом пропускання очисних поршнів.

Але, оскільки всі методи, хоча б за одним проявом показують свою ефективність, то їх впровадження на об'єктах газовидобувної галузі є однозначно вигідним. Головним же проявом ефективності для газовидобувного підприємства в частині транспортування газу є зменшення втрат тиску по всіх ланках системи (свердловина – шлейф – УКПГ – газозбірний колектор – промисловий газопровід - ДКС (ПГРС) – магістральний газопровід – газопровід-відвід – низьконапірна мережа – споживач), оскільки чим нижчі ці втрати, тим меншим значення тиску буде на гирлі свердловин, тим більший видобуток газу буде досягнуто.

#### Література

1. Дячук В.В. Очистка газопроводов с помощью пен / В.В. Дячук, В.К. Тихомиров, В.Н. Гончаров, И.И. Капцов. – Харьков, 2002. – 210 с.
2. Коршак А.А., Основы нефтегазового дела / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов // Учебник для вузов.– Уфа, 2005.– 528 с.
3. Закиров С.И. Проектирование и разработка газовых месторождений / С.И.Закиров, З.С. Алиев. – М.: Недра, 1974. – 376 с.
4. Зотов Г.А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г.А.Зотов, З.С.Алиев. – М.: Недра, 1980. – 300 с.
5. Мельник А.П. Огляд методів оцінки швидкості корозії / А.П. Мельник, Я.І. Сенишин, П.Ф. Слесар, Л.Д. Шашора // Питання розвитку газової промисловості України. Зб. наук. пр., вип. XXVIII, УкрНДІгаз, Харків. 2000 р.
6. Капцов І.І. Зниження втрат тиску в системі газопроводів як один із чинників збільшення обсягів видобутку газу на родовищах / І.І. Капцов, С.О. Саприкін, М.І. Братах, В.Є. Співак // Нафтова і газова промисловість. – № 2.– 2009. – С. 58–59.
7. Бурных В.С. Увеличение пропускной способности газопровода ШБКБ (на участке Шебелинка – Белгород) / В.С. Бурных, М.Ф. Ткаченко // Нефтяная и газовая промышленность, № 4. – Киев: Техника. 1964. – С. 57–60.
8. Братах М.І. Аналіз технічного рівня техніки та технології очистки газопроводів з нерівнопрохідною арматурою / М.І. Братах, О.В. Фоменко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: ІФНТУНГ, – вип. № 3(4) – Івано-Франківськ, 2002. – С. 11–14.
9. Пат. № 48923 Україна, МПК (2009) F16T 1/00. Пристрій для видалення рідини з донної частини трубопроводу / Капцов І.І., Шапар І.О., Братах М.І. (Україна). № заявки у 200910670; Заявл. 22.10.2009; опубл. 12.04.2010, Бюл. № 7, 2010.

#### Bibliography (transliterated)

1. Dyachuk V.V. Ochistka gazoprovodov s pomoschyu pen. V.V. Dyachuk, V.K. Tihomirov, V.N. Goncharov, I.I. Kaptsov. – Harkov, 2002. – 210 p.
2. Korshak A.A., Osnovyi neftegazovogo dela. A.A. Korshak, A.M. Shammazov. Uchebnik dlya vuzov.– Ufa, 2005.– 528 p.
3. Zakirov S.I. Proektirovanie i razrabotka gazovyih mestorozhdeniy. S.I.Zakirov, Z.S. Aliev. – M.: Nedra, 1974. – 376 p.

4. Zotov G.A. Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazoviyh i gazokondensatnyih plastov i skvazhin. G.A. Zotov, Z.S. Aliev. – M.: Nedra, 1980. – 300 p.
5. Melnik A.P. Oglyad metodiv otsinki shvidkosti koroziyi. A.P. Melnik, Ya.I. Senishin, P.F. Slesar, L.D. Shashora. Pitannya rozvitku gazovoyi promislovosti Ukraini. Zb. nauk. pr., vip. XXVIII, UkrNDIgaz, Harkiv. 2000 r.
6. Kaptsov I.I. Znizhennya vtrat tisku v sistemi gazoprovodiv yak odin iz chinnikov zbilshennya obsyagiv vidobutku gazu na rodovischah. I.I. Kaptsov, S.O. Saprikin, M.I. Bratah, V.E. Spivak. Naftova i gazova promislovist. – # 2.– 2009. – P. 58–59.
7. Burnyih V.S. Uvelichenie propusknoy sposobnosti gazoprovoda ShBKB (na uchastke Shebelinka – Belgorod). V.S. Burnih, M.F. Tkachenko. Neftyanaya i gazovaya promyshlennost, # 4. – Kiev: Tehnika. 1964. – P. 57–60.
8. Bratah M.I. Analiz tehnicnogo rivnya tehniki ta tehnologiyi ochistki gazoprovodiv z nerivnoprohidnoyu armaturoyu. M.I. Bratah, O.V. Fomenko. Rozvidka ta rozrobka naftovih i gazovih rodovisch: IFNTUNG, – vip. # 3(4) – Ivano-Frankivsk, 2002. – P. 11–14.
9. Pat. # 48923 Ukrainy, MPK (2009) F16T 1/00. Pristriy dlya vidalennya ridini z donnoyi chastini truboprovodu. Kaptsov I.I., Shapar I.O., Bratah M.I. (Ukrayina). # zayavki u 200910670; Zayavl. 22.10.2009; opubl. 12.04.2010, Byul. # 7, 2010.

УДК 622.691.4

Скрыльник К.Ю., Мухаммед Галеб Насер Аль-Шаммар, Крымов А.П.

#### **АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ СБОРА ГАЗА**

В статье представлен анализ экспериментальных данных изменения эффективности работы участков действующих газопроводов системы сбора и добычи газа, промысловых газопроводов и системы магистральных газопроводов, транспортирующих газ месторождений Украины. Динамику эффективности работы участков газопроводов проанализировано, исходя из данных отчетов научно-исследовательских работ о внедрении средств и проведении мероприятий по очистке участков газопроводов и предупреждению образования гидратов.

Skrylnyk K.Y., Mohamed Ghalib Naser Al-Shammar, Krymov A.P.

#### **ANALYSIS OF TECHNOLOGIES TO INCREASE EFFICIENCY GAS GATHERING SYSTEM**

Analysis of experimental data on changes in the gas pipelines efficiency is presented. Parts of acting gas gathering pipelines, field gas pipelines and main gas pipelines which transport gas of the Ukrainian deposits are considered. The dynamics of the pipeline sections efficiency analyzed based on the data of scientific research reports about the means and efforts introduction to clean up the pipeline sections and the prevention of the hydrates formation.