

УДК 622.692.4

Ю. Г. Мельниченко,
к. т. н., доцент кафедри спорудження та ремонту газонафтопроводів і газонафтоосховищ,
Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, м. Івано-Франківськ

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ ОСУШЕННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Y. G. Melnychenko,
Ph. D., Associate Professor of Department of Construction and Repair Oil and Gas Pipelines and Storage Facilities,
Ivano-Frankivsk National Technical University Oil and gas, Ivano-Frankivsk

A COMPARATIVE ANALYSIS OF EXISTING TECHNOLOGIES OF GAS MAINS DRYING WAS PROVIDED

Проведено порівняльний аналіз існуючих технологій осушення магістральних газопроводів. Сформульовано статті витрат, пов'язаних із застосуванням приведених методів. Запропоновано критерій оптимальності вибору методу осушення магістральних газопроводів. Запропонована класифікація методів осушення магістральних газопроводів за критерієм оптимальності методу осушення.

The articles of expenditure related to pipeline drying methods usage are stated. The criterion of optimal choosing of gas mains drying method was proposed. The classification of gas mains drying methods by the criterion of its optimal choosing was proposed.

Ключові слова: магістральний газопровід, осушення, класифікація, критерій оптимального вибору, стаття витрат.

Keywords: gas main pipeline, drying, classification, criterion of optimal choosing, article of expenditure.

Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями. Згідно нормативної документації на проектування та спорудження магістральних газопроводів, їх очистка проводиться переважно у перші роки їх експлуатації з метою винесення з їх порожнини здебільшого будівельного сміття та бруду. Наявність рідинних скупчень у внутрішній порожнині магістральних газопроводів згідно норм проектування не передбачається через існування чітких вимог стосовно якості осушення транспортованого природного газу. Однак, як свідчить практика, рідинні накопичення наявні практично в усіх вітчизняних газопроводах. Під час аналізу причин виникнення рідинних скупчень у понижених місцях вітчизняних магістральних газопроводів варто відокремити газопроводи, які транспортують природний газ власного видобутку (як правило незначного діаметру) і транзитні магістральні газопроводи (як правило крупного діаметру).

Основною причиною накопичення крапельної вологи у понижених місцях профілю траси газопроводів, які транспортують природний газ власного видобутку, є недостатній рівень осушення природного газу на установках комплексної підготовки газу до транспортування (УКПГ), або газу, який подається до системи із підземних сховищ газу (ПСГ). Низький рівень осушення газу зумовлений:

- застарілістю обладнання для очистки та осушення природного газу;

- економією коштів на процес осушення газу в абсорберах, зокрема витрат на поновлення необхідного рівня Диетиленгліколя (ДЕГ) в установках у зв'язку із постійним винесенням його потоком газу, енерговитрат на регенерацію ДЕГ у випарних колонах тощо.

Основним методом осушення рідинних відкладень у порожнині магістральних газопроводів є їх очистка з використанням типових очисних поршнів. Технологічними обмеженнями даного способу осушення є неможливість осушення лупінгів а також існування технологічних вимог до конструкції газопроводів, зокрема: відсутність відводів із радіусом повороту меншим 5DN, обладнання лінійної частини рівнопрохідною запірною арматурою та камерами пуску-приймання очисних пристроїв. Дані вимоги відповідають не усім вітчизняним газопроводам, що транспортують природний газ власного видобутку.

Крім того, існують значні недоліки такого методу очистки, серед яких:

- протікання значної кількості рідини у просторі між трубою та манжетами в момент зустрічі пристрою із рідинною пробкою у зв'язку із виникненням гідроудару;

- імовірність пошкодження манжет внаслідок взаємодії з шорсткою трубою та протікання рідини крізь такі пошкодження під час проштовхування рідинної пробки уздовж трубопроводу тощо.

Тому, далеко не усю вологу вдається видалити з порожнини газопроводу даним методом.

На вітчизняних транзитних газопроводах проблема осушення внутрішньої порожнини постає після проведення гідравлічних випробувань на ділянках, на яких проводились ремонтні роботи. Після закінчення гідравлічних випробувань звільнення трубопроводу від газу та наповнення її продуктом відбувається шляхом продування ремонтної ділянки стисненим повітрям та продування повітря газом. Ремонтна ділянка магістральних транзитних трубопроводів зазвичай є незначної довжини і, очевидно, не обладнана на своїх краях камерами запуску-приймання очисних пристроїв. Відповідно, винесення рідини із ділянки стисненим повітрям відбувається без застосування поршнів-роздільників, що значно погіршує її ефективність. В якості середовища для продування ділянки магістрального газопроводу може використовуватись повітря або азот. У будь-якому випадку, продування повинно проводитись середовищем, яке в достатній степені осушене від наявної в ньому вологи. Зазвичай продування проводиться атмосферним повітрям, при чому роботи планують у теплу пору року за відповідних погодних умов. Такий метод, хоч і забезпечує потрібний рівень осушення газопроводів, характеризується тривалістю проведення, складністю якості осушення та високу залежність від погодних умов.

Таким чином, аналіз вітчизняної нормативної бази стосовно експлуатації, обслуговування та ремонту лінійної частини магістральних газопроводів показує відсутність сучасних ефективних рішень проблеми осушення магістральних газопроводів у процесі їх експлуатації. В той же час, транспортування природного газу осушеними магістральними газопроводами – це, в першу чергу, запорука утримання на газотранспортному ринку репутації надійного та якісного транзитера природного газу споживачам, в першу чергу Європейським.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. У передових газотранспортних державах світу впроваджені та активно використовуються наступні технології [1,5]:

- 1) продування газопроводу стисненим середовищем (переважно повітрям або природним газом);
- 2) продування газопроводу стисненим середовищем з піском;
- 3) осушення супер-сухим повітрям;
- 4) осушення метанолом;
- 5) осушення інертним газом, наприклад азотом;
- 6) осушення прохідним продуктом;
- 7) осушення розрідженням.

Вибір того чи іншого методу для осушення магістрального газопроводу здійснюється залежно від характеристики самої ділянки газопроводу та необхідного ступеня осушення газопроводу. Жоден з наведених методів не є універсальним і оптимальним для будь-яких умов проходження ділянки, яка підлягає осушенню. Часто поєднання двох або більше методів дає можливість досягнути високих ступенів осушення газопроводу при відносно невеликих затратах. Однак в умовах експлуатації вітчизняної газотранспортної системи у галузевих керівних документах відсутня чітка позиція стосовно ефективності виконання заходів, передбачених для зменшення кількості рідинних відкладень у порожнині магістральних газопроводів.

Існує ряд досліджень, які стосуються конкретних методів осушення магістральних газопроводів [1,2,5,6,7], однак їх економічні показники не узагальнені та не зведені до загальної системи критеріальної оцінки ефективності їх застосування. Це ускладнює саму процедуру вибору оптимального методу осушення газопроводу та не дає можливість оцінити ефект від застосування методу.

Формулювання цілей статті. Таким чином, метою даного дослідження стало встановлення основних техніко-економічних показників різних методів осушення магістральних газопроводів та встановлення оптимальних умов їх застосування в умовах обслуговування вітчизняної газотранспортної системи на основі вибраного критерію оптимізації.

Виклад основного матеріалу. Критерієм оптимізації процесу звільнення ділянок магістральних газопроводів від рідинних скупчень повинні бути питомі затрати ресурсів для винесення одиниці маси рідини з врахування мінімальної початкової кількості рідини в трубопроводі та інших параметрів процесу, що впливають на його перебіг.

Перед проведенням осушення магістральних газопроводів кожним із наведених вище методів необхідно його очистити від накопичень бруду, продуктів корозії та окалини. Якщо цього не виконати, волога, яку увібрав у себе внутрітрубний бруд, залишається мало досяжною для її видалення з порожнини газопроводу кожним із наведених методів.

Як свідчать дослідження автором [2], очистку магістральних газопроводів діаметром DN 200 мм і менше та довжиною ділянки до 5 км оптимально проводити методом продування.

Для продування ділянки газопроводу основою сумарних затрат на сам процес є вартість втраченого природного газу. Для його розрахунку необхідно відтворити процес руху рідинної пробки у магістральному газопроводі та дослідити вплив різних умов руху пробки на її властивості. Експериментально це дослідити для магістральних газопроводів важко через необхідність створення стендового газопроводу значної довжини із профілем, близьким до трасових умов. Натурний експеримент проводити неможливо, оскільки втрати тиску на експериментальні дослідження неприпустимі в сучасних умовах вартості природного газу. Тому для отримання очікуваних результатів найбільш доцільним залишається шлях проведення дослідження на математичній моделі та апробація отриманих результатів на натурній моделі.

Двофазний потік характеризується різними стадіями проходження, однак для ефективної очистки трубопроводу від рідинних скупчень необхідно підібрати режим таким чином, щоб стадія потоку була пробковою [2]. Згідно теоретичного опису двофазного потоку на стійкість певного режиму двофазного руху впливають такі чинники [3]:

- густини рідинної пробки та газу;
- масовий притік рідинної та газоподібної фаз у трубопроводі;
- в'язкість та поверхневий натяг рідин;
- діаметр трубопроводу (визначає швидкість руху рідинної та газової фаз) та гідравлічний нахил.

Однак, на стійкість рідинної пробки також впливають гідравлічна шорсткість труб, місцеві опори, механічні домішки у рідинній пробці, відкладення рідини у понижених місцях, змінність гідравлічного нахилу тощо, вплив яких викликає значні розбіжності між результатами теоретичного розрахунку двофазного потоку, та фактичними вимірними на реальному об'єкті даними [4]. При цьому у згаданій праці досліджувався рух газорідинної суміші у райзері, відповідно довжина досліджуваної ділянки не є значною, профіль не є складним а місцеві опори практично наявні тільки на початку ділянки. Магістральні газопроводи за довжиною, складністю профілю траси та наявністю місцевих опорів є на порядок складнішими від райзера морської платформи, що відкриває широке поле для досліджень чинників, які впливають на стійкість рідинних пробок в процесі їх винесення із порожнини газопроводів під час продувки.

У випадку забруднення магістральних газопроводів значною кількістю відкладень бруду на стінках труби та сумішшю рідин і моторного масла, яке туди потрапляє від компресорних машин, вищою якістю характеризується метод продування магістральних газопроводів піском, який передбачає дві стадії [1]:

- подачу разом з швидкісним потоком повітря чи природного газу порошку висушеної глини для зв'язування вільної рідини в трубопроводі;
- подачу разом із потоком спеціального типу піску для винесення із внутрішньої порожнини газопроводу бруду, зв'язаної глиною рідини, продуктів корозії та окалини.

При цьому необхідно зважати на наступні характеристики процесу продування газопроводів піском:

- наявність джерела значної кількості стисненого середовища для продування (газу або повітря);
- відсутність підключеного до ділянки, яка підлягає очистці, технологічного обладнання, яке може піддаватись інтенсивному ерозійному зношуванню та виходити з ладу через забруднення піском та забрудненням, які виносяться із газопроводу;
- тривалість продування визначається швидкістю руху суміші стисненого середовища і піску (вона повинна поступово збільшуватись і пізніше стабілізуватись) та її якісним складом на виході із ділянки, яка продувається.

Для ділянок газопроводів з більшими значеннями наведених геометричних параметрів продування є економічно недоцільним через високі втрати природного газу, які перевищують ефект від осушення ділянок. Найпоширенішим методом очищення ділянок магістральних газопроводів крупного діаметру є використання очисних пристроїв. Даний метод вважається найбільш економічним у порівнянні із іншими методами, оскільки його поточна вартість є найменшою і складається із наступних статей витрат:

- амортизаційні відрахування на компенсацію вартості очисних пристроїв та комплекту поліуретанових кілець, при чому їх кількість повинна бути мінімум 2, згідно регламенту на технічне обслуговування і ремонт лінійної частини магістральних газопроводів;
- вартість випущеного у атмосферу природного газу у камерах пуску-приймання очисних пристроїв;
- вартість логістики;
- заробітна платня працівників.

Згідно основних виробничих показників очисних поршнів мінімальний ресурс комплекту поліуретанових кілець визначається шляхом їх проходження магістральними газопроводами і складає не менше 600 км. Відстань між камерами запуску та приймання очисних пристроїв рівна відстані між сусідніми компресорними станціями, яка складає приблизно 100-150 км згідно норм технологічного проектування магістральних газопроводів. Тому амортизаційні відрахування на одну очистку обчислюються за наступною залежністю:

$$AB = \frac{Ц}{5}, \quad (1)$$

де Ц – ціна очисного пристрою / комплекту поліуретанових кілець.

Вартість газу стравленого із камер запуску-приймання очисних пристроїв розраховується за формулою

$$BG = ЦГ \cdot \frac{2 \cdot V_{камери} \cdot \rho_{газ}}{1000 \cdot \rho_{ст}}, \quad (2)$$

де $ЦГ$ – вартість газу, грн./тис. м³; $V_{камери}$ – об'єм камер запуску-приймання очисних пристроїв, м³; $\rho_{газ}$ – густина газу в магістральному газопроводі кг/м³; $\rho_{ст}$ – густина газу за стандартних умов, кг/м³.

Вага очисних пристроїв коливається від 190 до 1500 кг, тому для доставки та транспортування обладнання достатньо використовувати вантажні та вантажопідіймальні машини і механізми із вантажопідіймністю до 3,5 т.

Зведений кошторис виконання однієї очистки трубопроводів залежно від діаметра трубопроводу подано у таблиці 1.

Таблиця 1.
Питомі витрати на одну операцію очистки трубопроводу, тис. грн./операцію

Найменування статті витрат	Діаметр трубопроводу номінальний, мм					
	500	700	800	1000	1200	1400
Амортизація очисних пристроїв / комплексу поліуретанових кілець	25,34	35,45	42,85	58,65	72,45	82,55
Вартість газу	1,075	1,733	2,789	5,971	9,040	9,925
Вартість логістики	8,2					
Заробітна плата (1 майстер, 3 слюсарі-трубопровідники)	4,3					
Всього:	18,643	21,323	23,859	30,201	36,03	38,935

Якщо через технологічні обмеження магістральних газопроводів даний метод застосувати на них неможливо, постає питання про очистку таких газопроводів іншими методами. Спираючись на проведені дослідження [5] встановлено, що максимальний ступінь очистки магістрального газопроводу від рідинних скупчень, який можна досягнути методом пропуску очисних пристроїв, складає не більше 0,92. Тому, очистка магістральних газопроводів від рідинних скупчень із використанням очисних пристроїв застосовується здебільшого для видалення значних рідинних пробок, тобто для проведення попереднього осушення, після якої необхідно вибрати один із методів остаточного осушення газопроводів. При цьому, для досягнення максимального ступеня очистки магістральних газопроводів від рідинних скупчень пропуском очисного пристрою необхідно користуватись науковим обґрунтуванням вибору оптимальної швидкості руху очисного пристрою, приведеного в [5].

До методів остаточного осушення магістральних газопроводів крупного діаметру належать п'ять останніх найменувань із наведеного вище переліку технологій осушення магістральних газопроводів.

Для визначення питомих затрат на осушення ділянок магістральних газопроводів з використанням спеціалізованого обладнання необхідно враховувати вартість амортизації обладнання та затрати, пов'язані з самим процесом проведення осушення.

Під час осушення із використанням супер-осушеного повітря відбувається пропуск по осушувальній ділянці серії м'яких поролонічних очисних пристроїв, які проштовхуються осушеним повітрям для відбору вільної рідинної вологи. Після цього, по ділянці пропускаються очисні поршні з металевими щітками для видалення із внутрішньої поверхні стінок газопроводу залишків бруду, продуктів корозії та окалини, які можуть накопичувати в собі вологу. Далі осушувана ділянка продувається супер-осушеним повітрям із періодичним контролем точки роси повітря, яке виходить із осушувальної ділянки. На швидкість осушення ділянки газопроводу також може впливати наявна на осушувальній ділянці технологічна арматура, що створює гідравлічний опір руху повітря уздовж трубопроводу та можливість накопичення вологи у її потах і впадинах [1].

Сумарні затрати на проведення осушення ділянки газопроводу супер-сухим повітрям складається з наступних статей витрат:

- амортизація обладнання для компримування, та осушення повітря;
- витрати пального для приводу компресорів;
- витрати пального для живлення електроденів для підігріву потоку продукту, який подається на адсорбери, які перебувають на регенерації під час генерування супер-осушеного повітря;
- вартість природного газу, який втрачається під час звільнення ділянки газопроводу від продукту та наповнення ділянки продуктом після завершення процедури осушення ділянки газопроводу;
- вартість логістики;
- заробітна плата працівників.

Очистка з використанням метанолу базується на гіроскопічних властивостях метанолу. Вільна волога в порожнині газопроводу поглинається метанолом у рідкому стані, який рухається в потоці природного газу або осушеного повітря партіями, які заключні у порожнину між двома механічними роздільниками, які рухаються послідовно [1].

При такому способі осушення магістральних трубопроводів передбачаються наступні статті витрат:

- амортизація вартості метанолу в об'ємі партії, яку закачують у ділянку магістрального газопроводу для її осушення;
- вартість частини метанолу, яка безповоротно втрачається внаслідок руху партії метанолу по ділянці газопроводу;
- амортизація очисних пристроїв, які використовуються у якості механічних роздільників;
- вартість випущеного у атмосферу природного газу у камерах пуску-приймання очисних пристроїв;
- вартість логістики;
- заробітна плата працівників.

Окрім такого способу використання метанолу для осушення магістральних газопроводів доцільно використовувати метанол подібно до способу боротьби із імовірністю утворення гідратних пробок на ділянках магістральних газопроводів із використанням метанольниці. При цьому способі осушення магістральних газопроводів статті витрат мають наступний вигляд:

- вартість метанолу, який безповоротно подається у потік газу для його осушення через метанольницю;
- вартість логістики;
- заробітна плата працівників.

Виробнича витрата метанолу для осушення газу на ділянці газопроводу визначається за розрахунковою витратою метанолу, помножену на коефіцієнт 1,2. Розрахункова залежність для визначення питомої витрати метанолу, що вводиться в потік газу, має вигляд

$$G = (\Delta W \cdot C_2) / (C_1 - C_2) + (100 - C_2) / (C_1 - C_2) \cdot (q_{r1} - q_{r2} + q_{k1} - q_{k2}), \quad (3)$$

де ΔW – кількість рідкої води, що міститься в природному газі (або конденсаті), кг/1000 м³; C_2 – необхідна мінімально необхідна концентрація метанолу для запобігання гідратування в водній фазі, % по масі; C_1 – концентрація метанолу, який закачується в природний газ (зазвичай 90 ... 95% по масі); q_{r1} – кількість метанолу, що міститься у природному газі в розчиненому вигляді, кг/1000 м³; q_{r2} – кількість метанолу, що розчиняється в газовій фазі при його концентрації у водному розчині рівній C_2 , кг/1000 м³; q_{k1} – кількість метанолу, що міститься у вуглеводневому конденсаті, який надходить у магістральний газопровід разом з природним газом, кг/1000 м³; q_{k2} – кількість метанолу, який розчиняється в вуглеводневому конденсаті при концентрації водометанольного розчину рівній C_2 , кг/1000 м³.

Останній спосіб практично не використовується внаслідок того, що для осушення газопроводу необхідно витратити значну кількість метанолу, який не є

дешевим.

Використання метанолу в цілому має ряд суттєвих недоліків, основними з яких є:

- висока вибухонебезпека метанолу, концентраційні межі вибуховості якого у повітрі складає приблизно 5,5-36,5%;
- метанол є отруйною речовиною, яка може призвести до травматизму або смерті людини, може потрапляти в організм навіть через контакт зі шкірою;
- метанол є корозійно-агресивним середовищем, при чому небезпека пошкодження технологічного обладнання підвищується у разі транспортування природного газу з підвищеною кислотністю;
- вартість метанолу є відносно високою.

Осушення сухим азотом технологічно є аналогічним методу осушення супер-сухим повітрям за винятком необхідності використання азотних установок, звичай мембранного типу, що збільшує вартість генерованого сухого продукту приблизно на 50 % в порівнянні із вартістю отриманого супер-осушеного повітря [1]. Однак даний спосіб вимагає меншої кількості витраченого на продування природного газу під час введення ділянки в експлуатацію після закінчення процедури осушення природного газу, оскільки на відміну від повітря, вміст азоту в природному газі не може стати причиною аварійної ситуації і лише впливає на якість природного газу, а саме, його теплотворну здатність. Крім того, значно зменшується кількість стравлюваного природного газу під час виведення ділянки газопроводу з експлуатації для проведення процедури її осушення за рахунок можливості витіснення частини природного газу за лінійний кран закачуванням азотом. В силу складного геополітичного становища нашої держави одним з пріоритетів розвитку вітчизняної газотранспортної системи є скорочення витрат технологічного газу на процес транспортування. Тому, в умовах експлуатації вітчизняної газотранспортної системи, даний метод має кращі техніко-економічні показники, ніж метод осушення супер-сухим повітрям [6].

Вакуумне осушення магістральних газопроводів полягає у пониженні надлишкового тиску на осушуваній ділянці переведення рідинної вологи у порожнині газопроводу у газоподібний стан шляхом створення на ділянці глибокого вакууму. Даний спосіб має сумнівну ефективність головним чином через негерметичність запірної арматури ділянки, що знижує можливість створення глибокого вакууму. Крім того, якість створеного вакууму складно проконтролювати через надзвичайну інерційність процесу масообміну у осушуваній ділянці. Тому, даний спосіб осушення знайшов своє застосування тільки для відносно коротких ділянок трубопроводів. Для звичайних ділянок, його використання ефективне тільки у поєднанні із іншими методами осушення, як, наприклад, із методом осушення сухим азотом [6].

Статті витрат методів осушення сухим азотом та вакуумом аналогічні статтям витрат, записаних для осушення супер-осушеним повітрям.

Висновки. Розроблена система статей витрат на одиницю маси винесеної з порожнини ділянки газопроводу рідини дозволяє здійснити оцінку ефективності застосування кожного з методів осушення ділянок газопроводів в умовах конкретного газотранспортного підприємства у порівнянні із іншими методами. Встановлено, що серед приведених методів осушення магістральних газопроводів чимало статей витрат дублюються. Таким чином, виконання осушення магістральних газопроводів у вигляді комплексу робіт, які базуються на використанні відразу кількох методів осушення магістральних газопроводів дозволить значно скоротити сумарні затрати на виконання робіт у порівнянні із сумою кошторисів робіт згаданими методами окремо. В умовах вітчизняної газотранспортної системи оптимальним методом остаточного осушення магістральних газопроводів є використання азотних установок.

Література.

1. McAllister, E. W. Pipeline rules of thumb handbook: quick and accurate solutions to your everyday pipeline problems / W.E. McAllister, editor — 5th ed. p.cm. Boston · Oxford · Johannesburg · Melbourne · New Delhi · Singapore: Gulf professional publishing, 2002. – 651 pages.
2. Усольцев М.Е. Вынос скопленной жидкости из магистральных газопроводов / М.Е. Усольцев, А.А. Коршак // Горный информационно-аналитический бюллетень. Mining informational and analytical bulletin. [Электронный ресурс] – 2011. - №12. – с. 322-325. Режим доступа: http://www.giab-online.ru/files/Data/2011/12/Usolzev_12_2011.pdf
3. Уоллис Г. Одномерные двухфазное течения, перев. с англ. В. С Данилина и Ю. А. Зейгарника, под. ред. И. Т. Аладьева / Г. Уоллис. – М.: Мир, 1972. – 440 с.
4. Sangmin Park, Ole Jorgen Nydal. Study of Severe Slugging in an S-Shaped Riser: Small-Scale Experiments Compared With Simulations / Sangmin Park, Ole Jorgen Nydal // Oil and Gas facilities. – 2014. – No.3. – p. 72-80.
5. Грудз В.Я. Трубопроводный транспорт газа / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків, Д. Ф. Тимків, Л. С. Шлапак, О. М. Ковалко; За редакцією М. П. Ковалка. – Київ: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. – 600 с.
6. Дубинский В.Г. Совершенствование технологий и оборудования для осушки магистральных газопроводов после испытаний / В.Г. Дубинский, Д.А. Кудрявцев // Экспозиция нефть газ, 2009. – №2. – С. 20-23.
7. Syed Younus Ahmed, Gandhidhasana P., Al-Farayedhi A.A. Pipeline drying using dehumidified air with low dew point temperature / Younus Syed Ahmed, P. Gandhidhasana, A.A. Al-Farayedhi // Applied Thermal Engineering. – 1998. – Vol. 18, Issue 5. – pp. 231–244.

References.

1. McAllister, E. W. Pipeline rules of thumb handbook: quick and accurate solutions to your everyday pipeline problems, 5th ed. p.cm., Gulf professional publishing, Boston, USA.
2. Usoltcev M.E., Korshak A.A. (2011), "Removal of accumulations of fluid from the main gas pipelines", *Gornyj informacionno-analiticheskij bjulleten'. Mining informational and analytical bulletin*, vol. 12, pp. 322-325.
3. Uollis, G. B. One-dimensional two-phase flow, McGraw-Hill Book Company, New-York, USA.
4. Sangmin Park, Ole Jorgen Nydal (2014), "Study of Severe Slugging in an S-Shaped Riser: Small-Scale Experiments Compared With Simulations", *Oil and Gas facilities*, vol. 3, pp. 72-80.
5. Kovalko M. P., Hrudz V. Ya., Mykhalkiv V. B., Tymkiv D. F. (2002) *Truboprovodnyj transport hazu [Pipeline transport of natural gas]*, Ahenstvo z ratsional'noho vykorystannia enerhii ta ekolohii, Kyiv, Ukraine.
6. Dubinskij V.G., Kudrjavcev D.A. (2009), "Improvement of technologies and equipment for drying gas main pipelines", *Jekspozicija neft' gaz*, vol. 2, pp. 20-23.
7. Syed Younus Ahmed, Gandhidhasana P., Al-Farayedhi A.A. (1998), "Pipeline drying using dehumidified air with low dew point temperature", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 18, Issue 5, pp. 231–244.

Стаття надійшла до редакції 13.03.2015 р.



ТОВ "ДКС Центр"