

УДК 622.691.4

**ВПЛИВ ГІДРАВЛІЧНОГО ОПОРУ ГАЗОЗБІРНИХ СИСТЕМ РОДОВИЩ
НА ОБСЯГИ ВИДОБУТКУ ГАЗУ**©Братах М. І.¹, Соболева А. В.¹, Гребенюк С. А.², Заночкін С. А.²*Український науково-дослідний інститут природних газів¹**Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»²***Інформація про авторів:**

Братах Михайло Іванович: ORCID: 0000-0002-5464-7921; mikhailo_bratakh@ukr.net; кандидат технічних наук; завідувач відділу транспортування газу центру дослідження систем газопроводів та компресорних станцій; Український науково-дослідний інститут природних газів; Червоношкільна набережна, 20, м. Харків, 61000, Україна.

Соболева Алла Володимирівна: ORCID: 0000-0003-2474-3442; allasoboleva61@gmail.com; провідний інженер відділу транспортування газу центру дослідження систем газопроводів та компресорних станцій; Український науково-дослідний інститут природних газів; Червоношкільна набережна, 20, м. Харків, 61000, Україна.

Гребенюк Станіслав Дмитрович: ORCID: 0000-0003-2937-2150; stasgrebenyk@mail.ru; студент факультету технології органічних речовин; Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; вул. Багалія, 21, м. Харків, 61002, Україна.

Заночкін Сергій Андрійович: ORCID: 0000-0002-8315-1183; zanochin_sa@ukr.net; студент факультету технології органічних речовин; Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; вул. Багалія, 21, м. Харків, 61002, Україна.

Статтю присвячено питанням подальшої розробки родовищ із тривалим терміном експлуатації, які працюють на виснаження і до яких відноситься більш ніж 80 % газових і газоконденсатних українських родовищ.

Автори акцентують увагу на експлуатації наземного обладнання і оцінюють вплив його режимів роботи на обсяги відбору газу з родовищ в умовах знижених робочих тисків. Розбивши систему збору, підготовки і компримування газу на основні ланки, по кожній з яких оцінено втрати тиску, зумовлені гідравлічним опором шлейфів свердловин, сепараційного обладнання, блоку входу в дотискувальні компресорні станції, міжпромислового газопроводу тощо, автори статті доводять, що гідравлічні втрати є динамічними при прогнозуванні подальшої розробки родовищ, а не постійні, як це допускається під час складання проектів.

В статті представлено алгоритм прогнозування розподілу робочого тиску на гирлі свердловин газоконденсатного родовища, враховуючи дійсний гідравлічний стан системи збору, який позначається на різниці у моделях прогнозного видобутку газу. Ефективність впровадження заходів в аспекті отримання додаткового видобутку газу в обсязі 400 млн.м³ до 2030 р. після підвищення ефективності роботи газозбірної системи проаналізовано для родовищ, що знаходяться в Полтавській області, а їх схема збору характеризується як централізована.

Ключові слова: втрати тиску; транспортування газу; видобуток; родовище; експлуатація.

Братах М. И., Соболева А. В., Гребенюк С. А., Заночкин С. А. «Влияние гидравлического сопротивления газосборных систем месторождений на объемы добычи газа».

Статья посвящена вопросам дальнейшей разработки месторождений с длительным сроком эксплуатации, которые работают на истощение и к которым относятся более 80 % газовых и газоконденсатных украинских месторождений.

Авторы акцентируют внимание на эксплуатации наземного оборудования и оценивают влияние его режимов работы на объемы отбора газа с месторождений в условиях снижения рабочих давлений. Разбив систему сбора, подготовки и компримирования газа на основные звенья, по каждому из которых оценены потери давления, обусловленные гидравлическим сопротивлением шлейфов скважин, сепарационного оборудования, блока входа в дожимные компрессорные станции, межпромыслового газопровода и т.п., авторы статьи доказывают, что гидравлические потери являются динамическими при прогнозировании дальнейшей разработки месторождений, и не постоянными, как это допускается при составлении проектов.

В статье представлен алгоритм прогнозирования распределения рабочего давления на устье скважин газоконденсатного месторождения, учитывая действительное гидравлическое состояние системы сбора, которое отображается на разнице в моделях прогнозируемой добычи газа. Эффективность внедрения мероприятий в аспекте получения дополнительной добычи газа в объеме 400 млн. м³ до 2030 г. после повышения эффективности работы газосборной системы проанализирована для месторождений, находящихся в Полтавской области, а их схема сбора характеризуется как централизованная.

Ключевые слова: потери давления; транспортировка газа; добыча; месторождение; эксплуатация.

Bratakh M., Soboleva A., Grebenyuk S., Zanochnik S. “The dependence between production from “mature” gas field and hydraulic resistance of gathering system”.

The article deals with the further development of “mature” field with long period of exploiting. More than 80 % of gas and gas condensate fields in are belong to this group.

The authors focus on the surface equipment exploitation and evaluate the impact of its modes on the volumes of gas production in condition of reduced well head pressures.

Segmenting gathering system on the main level, for each of which the pressure gradient was estimated as the sum of pressure loss caused by the hydraulic resistances of gas flow lines, separation equipment, booster compressor station tie-in, brunch and trunk lines etc., the authors prove that hydraulic losses are dynamic in forecasting period of gas field development, but not constant, as it is accepted in the development projects.

The algorithm for predicting the distribution of the operating pressure at the wellhead are presented in the article taking into account the actual hydraulic state of the gathering systems, which results in the differences in gas production models for any specific field.

The effectiveness of application of the centralized gathering system pigging methods was estimated as additional gas production in the amount of 400 million m³ to 2030 for fields located in the Poltava region.

Key words: pressure gradient; gas transmission; gas production; field; exploitation.

1. Актуальність роботи

Попри високий ступінь виснаження існуючих великих видобувних областей Україна планує наростити видобуток природного та нафтового газу. Досягти цього можливо за

рахунок вкладення в розробку нових родовищ і залучення нових технологій, а також в підвищення продуктивності існуючих великих родовищ, підвищення активності у сфері пошуку та розвідки нових газових родовищ, впровадження технологій та інвестицій для глибокого буріння (більше 6 км нижче поверхні землі) та гідрозривів пласта.

Вищезгаданий перелік заходів, спрямованих на підвищення вуглеводневіддачі є комплексним і пов'язаним із геологією родовищ, але фактично за своєю суттю передбачає збільшення темпу відбору газу з родовищ.

Іншим потужним заходом, спрямованим на підвищення обсягів вилучення вуглеводнів є компресія [1]. Компресія передбачає зниження робочого тиску на гирлі свердловин шляхом введення в експлуатацію ДКС для компримування нафтового газу і зниження гідравлічного опору газозбірної системи. Для кожного з родовищ вплив зниження робочого тиску на гирлі свердловин буде різним, як і реакція родовища на зниження робочого. Саме тому комплексна оцінка впливу зниження робочого тиску для родовищ на завершальній стадії експлуатації є доволі актуальною.

2. Аналіз останніх досліджень і публікацій

Питання раціонального розміщення основних газопромислових об'єктів та комунікацій розглядається в основному під час облаштування родовища [2]. Для родовищ, що в світовій практиці отримали класифікацію «mature» (зрілі родовища, що розробляються достатньо довгий період) і до яких можна віднести понад 90 % українських родовищ, питання раціонального розміщення основних споруд слід розглядати з точки зору оптимізації системи промислового збору, транспортування та підготовки природного газу [3]. Воно буде оптимальним, якщо досягається мінімум приведених затрат при максимальному прибутку, який отримується за рахунок реалізації товарного газу при максимальному коефіцієнті газовилучення. На завершальній стадії розробки все більшого впливу набуває гідравлічний стан газозбірних систем внаслідок появи і постійної динаміки рідинних забруднень в порожнині газопроводів [4], тому його вплив слід оцінювати під час розробки проектів подальшої експлуатації родовищ на розподіл робочого тиску, так і шукати резерви його зменшення.

3. Формулювання цілей статті

В цій роботі авторами буде оцінено вплив режиму роботи газозбірної системи, що експлуатується в умовах зниження робочих тисків та низької гідравлічної ефективності, на розподіл величин робочого тиску на гирлі свердловин, а також проаналізовано доцільність впровадження заходів щодо його покращення на родовищ, що знаходяться на завершальній стадії розробки.

4. Викладення основного матеріалу статті

Якщо розглядати рівняння руху природного газу стає зрозуміло, що гідравлічний опір газозбірної системи чинить суттєвий вплив на розподіл робочого тиску на гирлі свердловин і чим вищий він буде, тим вищим буде робочий тиск свердловин (див. рис. 1). Гідравлічний опір (гідравлічні втрати тиску) розподіляються на 3 основних частини: на тертя, в місцевих опорах і внаслідок наявності забруднень.

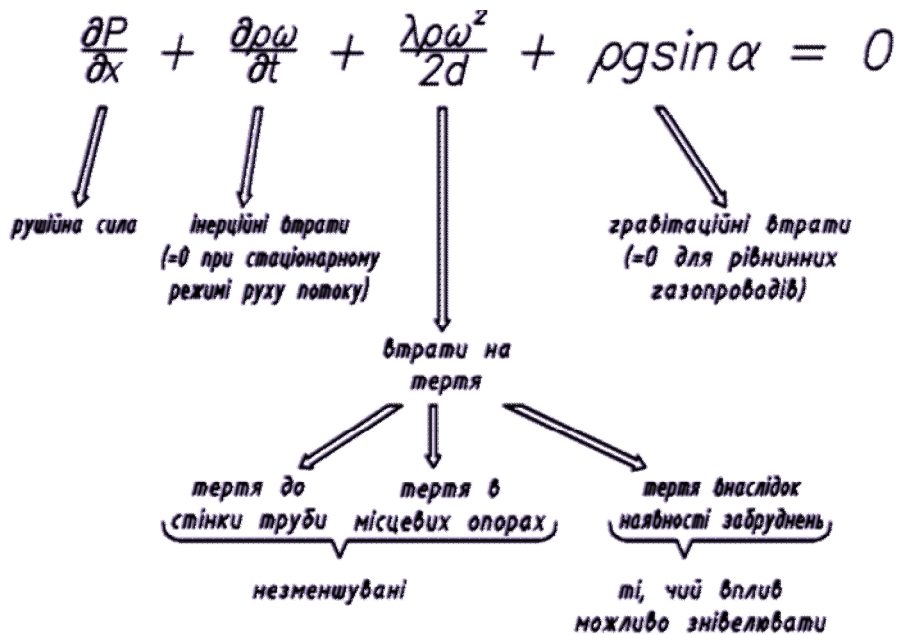


Рис. 1 – Структура рівняння руху нафтового газу

Перших дві складових відповідно до рівняння руху будуть збільшуватись в умовах зниження робочого тиску, третя складова є умовно змінною і чинить гідравлічний опір руху природному газу як скупчення в нижньому місці трубопроводної системи. Перші дві складові є умовно незмінними в умовах стабілізації чи нарощування видобутку, оскільки являють собою функцію відгуку на дебіти свердловин і загальний дебіт родовища, увагу в цій роботі приділено третій складовій, чий негативний вплив може суттєво вплинути на обсяги видобутку газу.

Відповідно до аналізу літературних джерел основні види скупчень, що можуть виникати в газозбірних системах газоконденсатних родовищ та обладнанні збору і транспортування нафтового газу, поділяють на наступні типи:

1) Гідратні пробки – тверді сполуки, що виникають переважно у місцевих опорах газопроводів, і являють собою пастку для молекули води в кристалічних ґратках вуглеводнів. Три умови, що зумовлюють виникнення гідратів - це значний вологовміст газу та при високому робочому тиску і низькій температурі газового потоку. Раптове утворення гідратної пробки призводить до негайної зміни термобаричного режиму роботи, але швидко усувається шляхом руйнування метанолом при його введенні на гирлі свердловини або через свічний патрубок [5]. Цей вид забруднень чинить короткотермінову дію, тому в цій роботі розглядатися не буде.

2) Гідравлічні пробки конденсатного типу – накопичення рідини в пониженому місці газопроводу, внаслідок конденсування важких вуглеводнів з газового потоку. Такі понижені місця називають природними пастками рідини. Дзеркало конденсату гідравлічної пробки не знаходиться в стані спокою і не перекриває повністю переріз трубопроводу. Накопичуючись до певного критичного об'єму гідравлічна пробка призводить до раптової зміни баричного режиму із винесенням рідини до іншої за рухом газу ділянки – залповим викидом рідини [6].

3) Гідравлічні пробки водного типу – за своєю суттю подібні до попереднього виду, але сформовані в газозбірних мережах типових газових родовищ, як наслідок конденсування вологи з природного газу з високим вологовмістом [7].

4) Гідравлічні пробки масляного типу – також подібні до попереднього типу, але викликані механічним виносом і осадження мастила з компресорного обладнання, а також

інших флюїдів, що використовуються в процесах очистки природного газу: метанолу, ДЕГу, ТЕГу, конденсатів при масло абсорбційній осушці, хімічних сполук інших типів [8].

5) Гідравлічні пробки механічного типу – найменш поширені, але найбільш небезпечні. Механічний тип пробки може утворюватись як наслідок ерозійного зношення обладнання при високих швидкостях газу, як наслідок стороннього попадання в порожнину перед його введенням в експлуатацію, але найбільш поширеними є глинисті відклади в шлейфах та газопромислових колекторах, як наслідок винесення суспензованої у пластовій воді глини, що за рахунок різниці в густинах гравітаційно осаджується на початкових ділянках газозбірної системи [9].

Впливи цих забруднень на роботу газоперекачувального обладнання і газозбірної системи родовищ, як і родовищ в цілому, умовно можна розділити на дві великих групи:

- енергетичні;
- ризики.

Енергетичний вплив проявляється у збільшенні гідроопору системи на ділянці до ДКС, тим самим збільшуючи робочий тиск на гирлі свердловин, що призводить до зменшення обсягів вилучення вуглеводнів при розробці родовища в режимі компресії (зниження робочого тиску). З іншого боку на ділянці після ДКС енергетичний вплив проявляється у збільшенні робочого тиску на виході з компресорної станції, що призводить до зростання величини паливного газу, необхідного для компримування продукції. Ці два види енергетичного впливу легко оцінюються з економічної точки зору шляхом порівняння обсягів видобутку газу до і після проведення очистки газопроводів до ДКС і обсягів витрат паливного газу, необхідного для компримування газу до різних величини для газопроводів після ДКС [10].

Збільшення ризиків і їх менеджмент є новою течією в реаліях експлуатації зрілих родовищ і полягає в оцінці впливу аварійної ситуації на збільшення витрат підприємства на додання цих наслідків. Якщо перші енергетичні впливи відносять до ефективності експлуатації газозбірних систем, то оцінка ризиків напряду пов'язана із надійністю експлуатації і безперебійністю як видобутку вуглеводнів, так і поставок газу споживачам.

Ризики, що виникають внаслідок наявності забруднень розділяють на наступні типи:

1) Ризики відмов обладнання, що можуть виникнути внаслідок надходження значних мас рідини до обладнання з газопроводу внаслідок залпових викидів рідини, або в разі заповнення 90% рівнинного газопроводів – як наслідок гідродудару. В цьому випадку аварійна відмова обладнання пов'язана із його розривом.

2) Ризики забруднення навколишнього середовища, що виникають внаслідок перевантаження збірників сепараторів, розрахованих на приймання набагато менших обсягів рідини, ніж ті, що надходять в результаті залпових перерозподілів рідини. Так званий «liquid carryover» призводить до необхідності стравлювання рідини на факельні лінії, піноутворення та розгерметизації обладнання із забрудненням навколишнього середовища.

3) Ризики припинення процесу видобування газу, тісно пов'язані із зупинкою газоперекачувального обладнання, раптовим зростанням робочого тиску і високою імовірністю обводнення свердловин і падіння дебітів свердловин.

Всі три види ризиків не є розрізненими і поява одного із них тягне за собою можливість появи іншого, а також повсякчас супроводжує енергетичний вплив.

Слід наголосити, що для зрілих родовищ, які у світовій практиці отримали назву «mature field», ефект введення в експлуатацію ДКС на базі централізованого чи децентралізованого пункту збору нафтового газу часто нівелюється саме зростанням втрат тиску в процесі збору нафтогазової продукції, оскільки вони не можуть розглядатись як постійні. На рисунку 2 представлено зміну величини втрат тиску в газозбірній системі між гирлом свердловини і ДКС щорічно до 2030 р. за двома варіантами:

- базове введення ДКС без очистки газозбірної системи;
- інвестиційне введення ДКС із очисткою газозбірної системи.

Технологія машинобудування

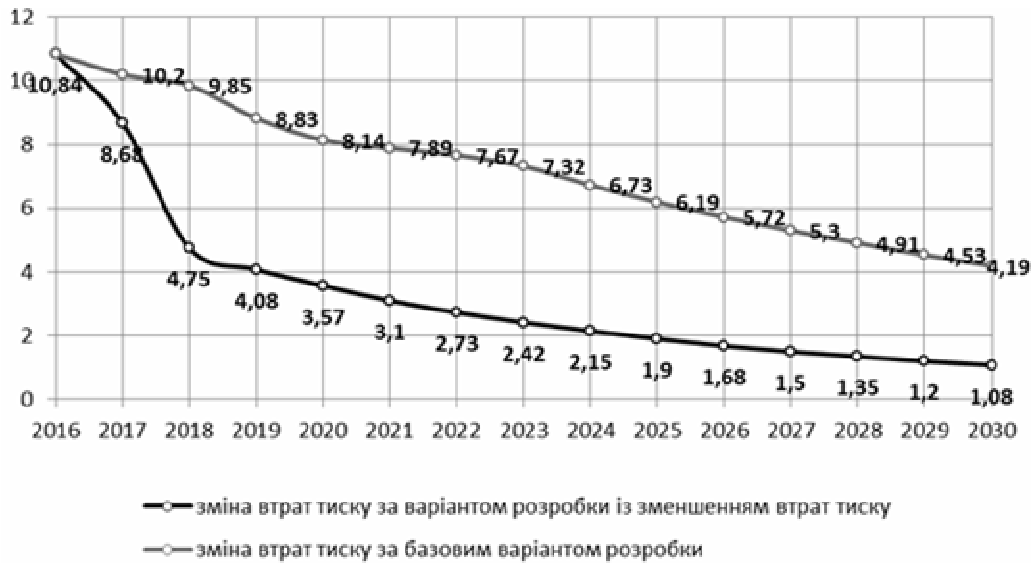


Рис. 2 – Зміна втрат тиску під час збору продукції від гирла свердловини до входу в ДКС для типового газоконденсатного родовища

Як видно, порівнюючи два варіанти, різниця у втратах тиску (відповідно тиск на гирлі свердловин) можуть сягати 5 ат для групи родовищ, що розглядається, що відповідно тягне за собою можливість нарощування видобутку газу.

Таке впровадження заходів із зменшення втрат тиску під час збору нафтогазопромислової продукції суттєво позначається не лише на видобутку попутного нафтового газу із групи родовищ, але й додаткових продуктів видобутку: широкої фракції легких вуглеводнів, з якої на центральному газозбірному пункту отримується пропан-бутанова фракція та стабільних конденсат. Крім того, зниження втрат тиску суттєво впливає на видобуток рідких конденсатних фракцій. Збільшення обсягу видобутку нафтового газу і побічних продуктів видобутку за базовим варіантом та варіантом розробки родовища, спрогнозовані до 2030 р. за моделлю, представлено на рисунку 3.

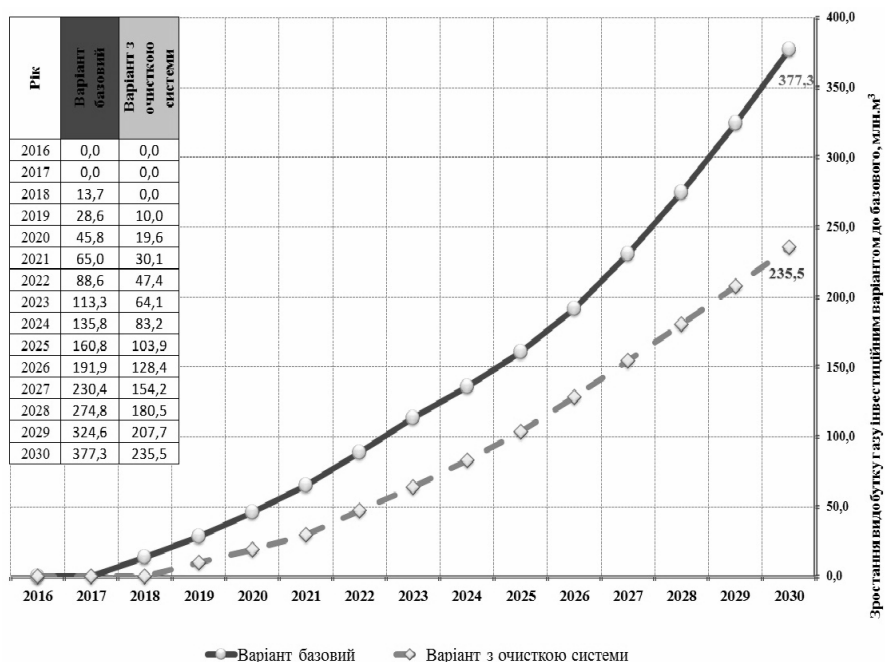


Рис. 3 – Графік зміни обсягів додаткового вилучення газу з родовищ, поєднаних однією газозбірною системою за базовим та інвестиційним варіантами

Дані рисунку свідчать про те, що зменшення гідравлічного опору газозбірної системи для групи родовищ на завершальній стадії експлуатації позначається у суттєвому прирості видобутку природного газу за рахунок більш стрімкого пониження робочих тисків на період прогнозування до 142 млн. м³/рік.

Зважаючи на те, що заходи щодо очищення газопроводів, їх обслуговування та підтримання ефективності роботи газозбірних систем на високому рівні є в десятки разів дешевшими ніж встановлення ДКС, введення в експлуатацію нових свердловин або інтенсифікації припливу вуглеводнів, їх впровадження окупується на протязі одного – трьох років залежно від типу обраного заходу.

Висновки

В статті розкрито вплив гідравлічного опору газозбірних систем родовищ на завершальній стадії експлуатації на розподіл втрат тиску під час процесу збору і транспортування непідготовленого газу, а також кількісно оцінено на скільки може змінитися загальний видобуток свердловин родовища за рахунок підтримання гідравлічної ефективності системи на високому рівні. Представлені результати розрахунків для типової групи родовищ, які розробляються понад 40 років, свідчать про однозначну ефективність запропонованих заходів.

Список використаних джерел:

1. Bratakh M. I. Enhanced hydrocarbon recovery. Students manual / M. I. Bratakh, V. G. Toporov, V. V. Romanova. – Kharkiv, 2015 – 120 с.
2. Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи / В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. – Київ ; Львів : Івано-Франків. держ. техн. ун-т нафти і газу, 1996. – 620 с.
3. Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды / Г. С. Лутошкин. – Изд. 2 перераб. и доп. – М. : Недра, 1979. – 319 с.
4. Братах М. І. Динаміка рідинних формувань в порожнині міжпромислового газопроводу / М. І. Братах, І. М. Рузіна, А. В. Соболева // Питання розвитку газової промисловості України. – 2009. – № 37. – С. 287-293.
5. Довідник працівника нафтогазового підприємства / В. В. Розгонюк [та ін.]. – Київ : Росток, 2001. – 1092 с.
6. Гусейнов Ч. С. Влияние конденсата на производительность газопровода / Ч. С. Гусейнов // Труды МИНХиГП им. Губкина. Гостоптехиздат. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М., 1963. – Вып. 45. – С. 12-15.
7. Чарный И. А. Влияние рельефа местности и неподвижных включений жидкости или газа на пропускную способность трубопроводов / И. А. Чарный // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 6. – С.51-55.
8. Капцов И. И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах / И. И. Капцов. – М. : Недра, 1988. – 160 с.
9. Bratakh M. I. Gas processing technology. Students manual / M. I. Bratakh, V. G. Toporov, O. P. Varavina. – Kharkiv, 2014 – 153 с.
10. 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. – 2009. – № 2. – С. 58-59.

References

1. Bratakh, M, Toporov, V & Romanova, V 2015, *Enhanced hydrocarbon recovery. Students manual*, Kharkiv.
2. Boiko, V, Kondrat, R & Yaremiiichuk, R 1996, *Dovidnyk z naftohazovoi spravy*, Lviv, Ivano-Frankivskiyi derzhavnyi tekhnichnyi universytet nafty i hazu, Kyiv.
3. Lutoshkin, G 1979, *Sbor i podgotovka nefii, gaza i vody*, 2nd edn, Nedra, Moskva.
4. Bratakh, M, Ruzina, I & Sobolieva, A 2009, 'Dynamika ridynnykh formuvan v porozhnyni mizhpromyslovoho hazoprovodu', *Pytannia rozvytku hazovoi promyslovosti Ukrainy*, no. 37, pp. 287-293.
5. Rozghoniuk, V 2001, *Dovidnyk pratsivnyka naftohazovoho pidpriemstva*, Rostok, Kyiv.
6. Guseynov, Ch 1963, 'Vliyaniye kondensata na proizvoditelnost gazoprovoda', *Truboprovodnyy transport nefi i gaza. Trudy MINKhiGP im. Gubkina*, iss. 45, pp. 12-15.
7. Charnyy, I 1965, 'Vliyaniye relyefa mestnosti i nepodvizhnykh vkluycheniy zhidkosti ili gaza na propusknyuy sposobnost truboprovodov', *Neftyanoye khozyaystvo*, no. 6, pp. 51-55.
8. Kaptsov, I 1988, *Sokrashcheniye poter gaza na magistralnykh gazoprovodakh*, Nedra, Moskva.
9. Bratakh, M, Toporov, V & Varavina, O 2014, *Gas processing technology. Students manual*, Kharkiv.
10. Kaptsov, I, Saprykin, S, Bratakh, M & Spivak, V 2009, 'Znyzhennia vtrat tysku v systemi hazoprovodiv yak odyn iz chynnykiv zbilshennia obsiahiv vydobutku hazu na rodovyshchakh', *Naftova i hazova promyslovist*, no. 2, pp. 58-59.

Стаття надійшла до редакції 9 листопада 2016 р.