

УДК 622.691.4

Братах М.І.

ОЦІНКА ВПЛИВУ ВТРАТ ТИСКУ В СИСТЕМІ ЗБОРУ ГАЗУ НА ОБСЯГИ ЙОГО ВИДОБУТКУ

Постановка проблеми у загальному вигляді. Відомо, що заощадження енергетичних ресурсів в Україні є доволі серйозною задачею, на вирішення якої на даний час спрямовано:

- розвідку та розробку шельфу Чорного моря;
- аналіз запасів, розробку проектів та подальшу експлуатацію родовищ сланцевого газу;
- зменшення витоків газу через негерметичність обладнання газотранспортної системи від станції вимірювання газу на кордоні з експортними державами до стояка газу, що підводить газ до споживача;
- переведення споживачів на альтернативні джерела енергії тощо.

Але усі ці способи, принаймні, є затратними, а їх реалізація та окупність в часі буде сягати декількох років. В умовах загальної значної потреби України у видобутку власного газу, як найбільш розвіданої та відомої галузі, спробуємо знайти простий та економічний шлях зростання обсягів видобутку газу діючих родовищ на прикладі родовищ Західного регіону держави.

Родовища Західного видобувного регіону експлуатують вже доволі тривалий час. Переважна більшість з них увійшла в стадію завершальної розробки, а, отже, обсяги видобутку газу залежать, насамперед, від обсягів його споживання і ефективності роботи обладнання об'єктів надземної частини родовищ, на яких здійснюється збір, підготовка і транспортування газу.

Оскільки Україна орієнтована на перекачування значних обсягів експортного газу, а власна газотранспортна система (ГТС) у видобувній галузі не є розвинутою, то технологічний режим роботи свердловини родовища залежить від режимів експлуатації окремих газопроводів ГТС України. Переважно, визначальним чинником є величина робочого тиску в магістральному газопроводі (МГ), яка визначає як обсяг перекачування газу, так і величину тиску в окремих точках об'єктів родовища, газ якого подається до магістралі.

Розподіл величин тиску по об'єктах родовища буде залежати від схеми збору і транспортування природного газу власного видобутку, які класифікуємо для умов експлуатації родовищ України, як:

- централізовані безкомпресорні (збір і підготовка на установці попередньої підготовки газу (УППГ), подача на установку комплексної підготовки газу (УКПГ) або промислову газорозподільну станцію (ПГРС) і далі – споживачу або в магістраль). Для прикладу можна представити Свидницьку та Віжомлянську ділянку Свидницького родовища;
- децентралізовані безкомпресорні (на яких підготовка і збір газу проводиться одразу на УКПГ і далі доведений до вимог якості газ подається в МГ або споживачу по газопроводу-відводу). Приклад: Малогорожанське, Рубанівське та Турабівське родовища, газ яких збирається та підготовлюється на УКПГ Рубанівка і розподіляється на ВАТ «Миколаївцемент» та МГ Комарно-Яворів, Локачівське родовище;
- централізовані або децентралізовані компресорні (у випадку, коли зібраний і підготовлений газ піддається компримуванню для подачі в МГ або потужним споживачам).

чам). Приклад: родовища Комарнівського промислу, Любешівське та Бережницьке, Гавіське, Летнянське, Битків-Бабченське родовища [1].

У випадках безкомпресорної подачі газу ми завжди володіємо величиною кінцевого тиску в окремі періоди року, а в умовах компресорної подачі – діапазоном його зміни залежно від технологічного режиму експлуатації компресорних агрегатів.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. В подальших аналітичних операціях з визначення величини робочих тисків свердловин фахівці свідомо закладають похибку, приймаючи, що

$$P_{\text{поч}} = P_{\text{кін}} + \Delta P, \quad (1)$$

де $P_{\text{поч}}$ – робочий тиск на гирлі середньої свердловини, кгс/см²; ΔP – втрати в процесі збору, підготовки та транспортування газу, кгс/см².

В принципі, із справедливістю формули важко сперечатися, але для прогнозування зміни величини робочого тиску свердловини застосування такої лінійної залежності є неприпустимим, оскільки на величину перепаду тиску під час експлуатації родовища буде впливати як зміна обсягів видобутку, так і фазові перетворення в порожнині трубопроводу, перерозподіли мас рідини, поява твердих відкладень в сепараційному обладнанні, зміна вимірювальних діафрагм, зношеність обладнання тощо.

Формулювання цілі статті. За мету цієї роботи ми оберемо розробку моделі зміни робочого тиску середньої свердловини родовища і реалізацію її на практиці. Звісно, що в основу розробки покладено ітераційний метод визначення величини початкового тиску в трубопроводі за єдиної відмінності: під час проектування і експлуатації надземної частини родовища фахівці мають справу далеко не з ідеальним трубопроводом, а зі складною моделлю трубопроводу, що імітує режим роботи об'єктів всього родовища, в якій об'єкти на шляху транспортування газу від гирла свердловини до пункту передачі газу розглядають як потужні місцеві опори, а всі фазові перетворення – як частину гідравлічного опору.

Виклад основного матеріалу досліджень. Оскільки найскладніша модель системи видобутку і збору газу буде містити всі елементи найпростіших моделей, покладемо в основу алгоритму саме її (див. рис. 1).

Тобто, у найскладнішому варіанті збір, підготовку і транспортування природного газу провадять у шести зонах, кожна з яких ми будемо розглядати як потужний гідравлічний опір на шляху транспортування газу від гирла свердловини до споживача. Очевидно, що у випадку відсутності у схемі збору і транспортування газу родовища окремих зон, чинити гідроопір процесу транспортування вони не будуть, а, отже, $\Delta P_{\text{зони}} = 0$. Також зрозуміло, що кількість об'єктів, що входять до окремої зони є різною, а, отже, дані по них будуть усереднюватися.

Насамперед задамося умовами моделювання, а саме:

– всі чинники, що впливають на зміну технологічних особливостей моделі мають володіти областю визначення, тобто змінюватись в певному діапазоні від мінімального до максимального значення;

– зміна одного чинника не повинна тотально змінювати значення інших чинників;

– модель має бути адекватною, придатною для пошуку функцій оптимуму, а отже описувати реальний режим роботи об'єктів родовища з мінімальною похибкою.

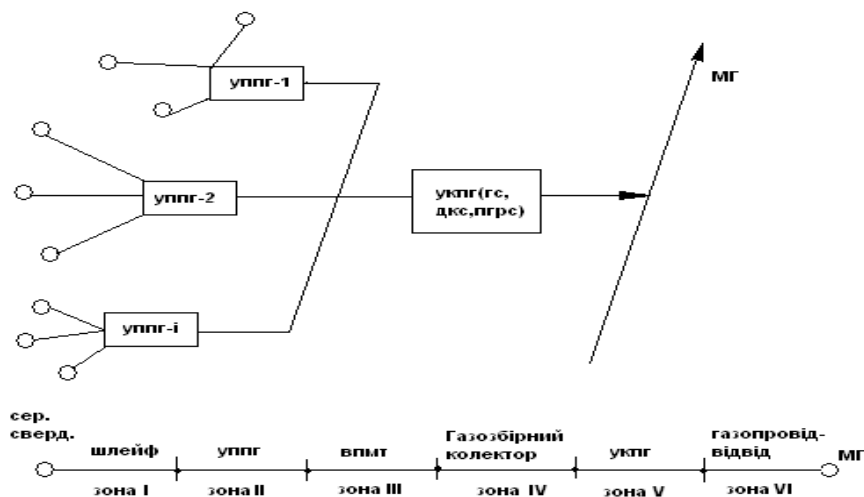


Рисунок 1 – Модель складної системи видобутку та збору газу

Для задоволення таких вимог найлегше скористатися режимами роботи об'єктів діючого родовища на умовно стаціонарному режимі, тобто коли параметри технологічного процесу (тиск, температура, дебіт, компонентний склад газової суміші) змінюються шляхом транспортування газу, але практично незмінні у часі експлуатації. Такої незмінності параметрів в часі в процесі експлуатації родовища можна досягти лише в короткотривалий термін, скажімо, протягом світлого часу доби, адже саме в цей період практично виключається вплив добової нерівномірності споживання.

З метою розробки моделі роботи родовища розрахуємо коефіцієнт пропускної здатності системи, використовуючи основне рівняння газопроводів

$$q = 0,326 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2.5} \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{поч}}^2 - P_{\text{кін}}^2}{\lambda \cdot \Delta \cdot T_{\text{ср}} \cdot Z_{\text{ср}} \cdot l}}, \quad (2)$$

де q – пропускна здатність газопроводу, млн.м³/добу; d – внутрішній діаметр газопроводу, мм; $P_{\text{поч}}$, $P_{\text{кін}}$ – тиск відповідно на початку та в кінці газопроводу, кгс/см²; λ – коефіцієнт гідравлічного опору; Δ – відносна густина газу за повітрям; $T_{\text{ср}}$ – середня температура по довжині газопроводу, К; $Z_{\text{ср}}$ – коефіцієнт стисливості газу по довжині газопроводу; l – довжина газопроводу, км.

Оскільки прийнято, що система працює в квазістаціонарному режимі, то параметри, що відповідають технічній характеристиці, компонентному складу газової суміші та температурному режиму приймаємо умовно постійними і спрощуємо формулу до такого вигляду [2,3]:

$$P_{\text{поч}}^2 - P_{\text{кін}}^2 = K \cdot q^2, \quad (3)$$

де K – коефіцієнт пропускної здатності системи, як функція відгуку на сумарний гідравлічний опір об'єктів системи:

$$K = f(\lambda). \quad (4)$$

При знаходженні теоретичного значення K системи “вхід в УППГ – точка під’єднання в газозбірний колектор”, що відповідає зонам II і III моделі, матимемо на увазі той факт, що вищезгаданий параметр складається з двох величин. Перша – коефіцієнт пропускної здатності УППГ, друга – коефіцієнт пропускної здатності внутрішньопромислового газопроводу:

$$K_{\text{теор}} = K_{\text{УКПГ}} + K_{\text{ВПМГ}} \quad (5)$$

Враховуючи формули (2) і (3) для знаходження теоретичної величини коефіцієнту пропускної здатності газопроводу, використаємо співвідношення:

$$K_{\text{ВПМГ}} = \frac{\Delta \cdot \lambda \cdot Z \cdot T_{\text{cp}} \cdot l}{0,326^2 \cdot 10^{-12} \cdot d^5} \quad (6)$$

Розрахунок $K_{\text{УКПГ}}$ здійснімо, використавши методи трубої гідравліки для визначення теоретичної величини втрат тиску в сепараторі, на яку найбільший вплив чинять опори у вхідних та вихідних патрубках та насадці сепаратора (залежно від типу: жалюзійній, сітковій тощо).

Тобто цей коефіцієнт буде функцією від типу місцевого опору, швидкості газу в обладнанні та компонентного складу продукту $K_{\text{УКПГ}} = f(\xi, \omega, \rho_2)$ [4].

Задаючись значенням кінцевого тиску (тиску на виході з УППГ $P_{\text{кін}} = \text{const}$), та, виконавши прості алгебраїчні перетворення, отримаємо:

$$\begin{aligned} P_{\text{поч}}^2 - P_{\text{кін}}^2 &= K \cdot q^2, \\ (P_{\text{поч}} - P_{\text{кін}}) \cdot (P_{\text{поч}} + P_{\text{кін}}) &= \Delta P \cdot (P_{\text{поч}} + P_{\text{кін}}) = \Delta P \cdot (P_{\text{кін}} + \Delta P + P_{\text{кін}}) = \\ &= \Delta P \cdot (2P_{\text{кін}} + \Delta P) = 2P_{\text{кін}} \cdot \Delta P + \Delta P^2 = K \cdot q^2. \end{aligned} \quad (7)$$

Аналогічно до зон II і III виконується розрахунок втрат тиску газового потоку під час проходження операцій по доведенню до кондиційності на УКПГ і транспортуванню в газопроводах-відводах. Єдиною відмінністю таких аналітичних операцій є збільшення кількості гідравлічних опорів та складність структури підготовки газу на УКПГ.

Залишається оцінити вплив процесу транспортування газу в системі збору і видобутку газу і знайти дійсні величини втрат тиску на ділянках колекторів та їх «ефективні» показники. Ефективність експлуатації газопроводу характеризує коефіцієнт гідравлічної ефективності роботи, як відношення теоретичного значення коефіцієнту гідроопору до його фактичного значення

$$E = \frac{\sqrt{\lambda_{\text{T}}}}{\sqrt{\lambda_{\text{ф}}}} \quad (8)$$

Очевидно, що чим більше забруднень в трубопроводі і чим більше місцевих опорів його трасою, тим більший фактичний коефіцієнт гідроопору, а отже, і більші втрати тиску на його додання. Ці втрати, що входять до складу загальних втрат тиску

на транспортування газу в газозбірній системі, назвемо надлишковими, а для їх розрахунку застосуємо формулу:

$$\Delta P_{\text{надл}} = \sqrt{P_{\text{поч}}^2 (1 - E^2) + E^2 \cdot P_{\text{к}}^2 - P_{\text{к}}^2} . \quad (9)$$

Фізичний зміст формули (9) полягає в тому, що при наближенні коефіцієнту гідравлічної ефективності до одиниці (ефективна робота газопроводу), надлишкові втрати прямують до нуля, а отже вони є зменшуваними і, внаслідок впровадження певних заходів, їх вплив може бути знівельованим. Втрати тиску, що відповідають ефективній роботі системи будуть різницею між дійсними втратами тиску та їх надлишковими значеннями.

Отже, маючи дійсні дані щодо режимів роботи об'єктів системи видобування, збору, підготовки та транспортування газу, які можна отримати за експериментальними дослідженнями, за наведеною методикою можна оцінити надмірні показники втрат тиску:

- в ланці системи збору газу (індивідуальні або групові лінії збору газу);
- в ланці системи підготовки газу УППГ і УКПГ (блок вхідних ниток, сепараційне і теплообмінне обладнання, діафрагми, підвідні газопроводи);
- в ланці системи транспортування газу (газозбірні колектори, внутрішньопромислові газопроводи, газопроводи-відводи).

Дані, отримані в процесі експериментальних досліджень, будуть відповідати дійсним параметрам режимів роботи системи, тобто дають змогу побудувати для родовища модель його роботи за типом «як воно є». Усунення надлишкових або надмірних втрат тиску, що змінить режим роботи об'єктів родовища у перспективі, можливе лише за умови впровадження певного комплексу заходів щодо скорочення їх величини.

Розглянемо практичне впровадження результатів для Свидницької ділянки Свидницького газового родовища (ГР). Для цього представимо ряд схем, діафрагм та графіків. Розподіл тиску в системі транспортування газу власного видобутку представлено на принциповій схемі на рис. 2, а середньозважені показники втрат тиску в системі по окремих УКПГ родовища зведено до рис. 3.

Дані рисунків та представлених діафрагм свідчать про значні втрати тиску, що притаманні процесам збору, підготовки та транспортування газу власного видобутку для ділянок цього родовища. За представленою вище методикою оцінімо на яку саме величину можна їх скоротити, щоб підвищити рівень ефективності роботи обладнання.

Як вже згадувалось, впровадження певного переліку заходів по скороченню втрат тиску в системі збору, підготовки, транспортування і розподілення природного газу власного видобутку дає змогу зменшити різницю між тиском в кінцевому пункті (споживач) і гирлом свердловин. Для ділянок Свидницького ГР у випадку, якщо $P_{\text{кін}} = \text{const}$, тиск на гирлі свердловини зменшиться на величину втрат, тобто, впровадивши заходи, можливо досягти зменшення величини тиску на гирлі «середньої» свердловини родовища на 1,73–2,62 кгс/см². Спробуємо для свердловин окремих горизонтів проаналізувати прогнозне максимально можливе зростання видобутку газу в умовах зниження величини робочого тиску свердловин (див. табл. 1). Прогноз виконано за стандартною методикою для газового режиму родовища, що працює на виснаження, на період опалювального сезону наступного року, оскільки в літній період обсяги видобутку газу для родовищ, орієнтованих на споживача, залежать від обсягів його споживан-

ня, а подолати таку залежність можливо лише за рахунок встановлення та введення в роботу компресорних агрегатів.

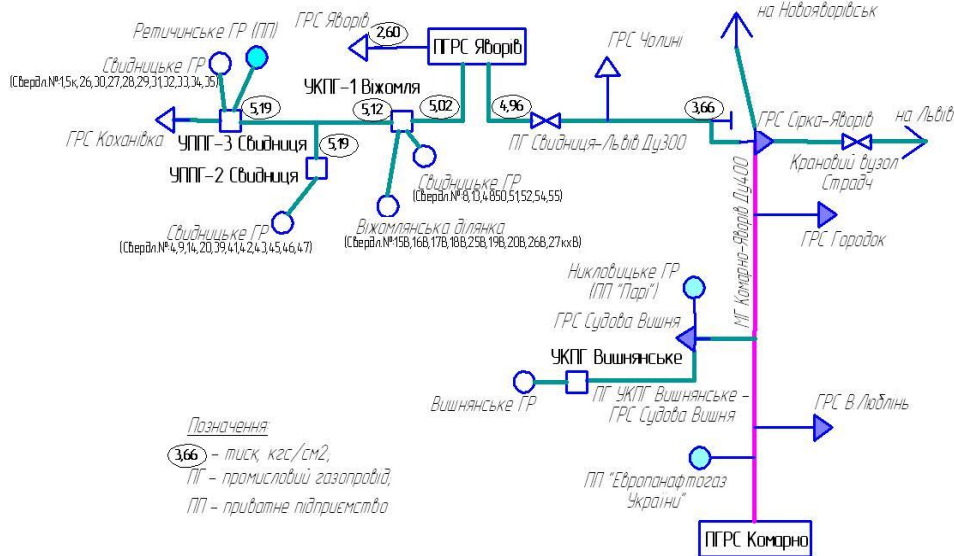


Рисунок 2 – Принципова технологічна схема збору і транспортування газу Свидницького ГР

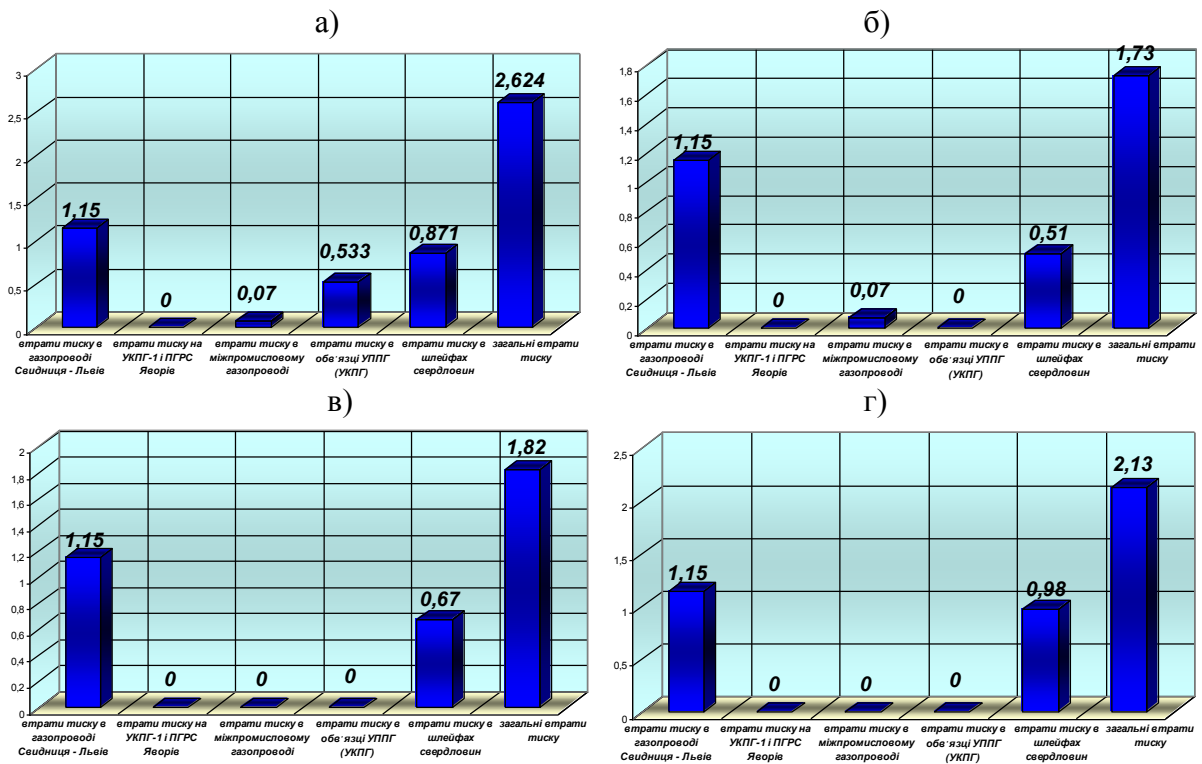


Рисунок 3 – Розподіл втрат тиску у ланках системи, величину яких можна скоротити для досягнення більш ефективної роботи системи (для свердловин Свидницької та Віжомлянської ділянок, газ яких збирається на УППГ та УКПГ)

а) свердловини Свидницької ділянки, що працюють на УППГ-3; б) свердловини Свидницької ділянки, що працюють на УППГ-2; в) свердловини Свидницької ділянки, що працюють на УППГ-1; г) свердловини Віжомлянської ділянки, що працюють на УППГ-1

Таблиця 1 – Вплив зменшення величини робочого тиску свердловин Свидницького ГР на обсяг видобутку газу

Горизонт	Перелік робочих свердловин	Показники до зниження робочого тиску свердловин за рахунок зменшення втрат		Показники після зниження робочого тиску свердловин за рахунок зменшення втрат	
		Величина робочого тиску, кгс/см ²	Обсяг видобутого газу, млн.м ³ /півріччя	Величина робочого тиску, кгс/см ²	Обсяг видобутого газу, млн.м ³ /півріччя
ВД-9 – ВД-14	32, 31, 35, 39, 43, 45, 55	6,37	9,925*	4,24	11,075
ВД-7 – ВД-8	30, 20, 26, 28, 42, 47, 51, 52, 29, 33, 41, 46, 54	6,28	6,575*	4,18	7,325
ВД-6	5-к, 8, 27, 50, 48	6,04	4,305*	3,89	4,6
ВД-5	4, 1, 9, 13, 14, 34	6,00	4,06*	3,95	4,4

* – за даними досліджень.

Висновки. В таблиці представлено результати, що відповідають максимально можливому збільшенню видобутку газу з свердловин родовища, хоча, виходячи з реальних умов експлуатації свердловин та газозбірної системи досягнути скорочення величини надлишкових та надмірних втрат в повному обсязі неможливо. На основі апріорної інформації щодо очистки шлейфів свердловин інших родовищ та ревізії обладнання установок збору та підготовки газу максимальне зменшення втрат сягало 60 %. Тому максимально можливий обсяг додатково видобутого газу для опалювального (осінньо-зимового) сезону експлуатації складе близько 1,5 млн. м³/рік.

Звісно, що серед рекомендованих заходів слід провести:

– очистку шлейфів свердловин Свидницької ділянки від накопиченої рідини та побічних продуктів видобутку. Низькі дебіти свердловин є причиною руху потоку газу із низькою швидкістю, що відшаровує потік води і сприяє її локалізації. Цей процес закінчується накопиченням певної маси рідини в шлейфі, яка буде чинити постійний гідравлічний опір;

– ревізію та заміну замірних діафрагм, регулюючих шайб, сепараційного обладнання на УППГ-3 та УКПГ-1 Свидницького ГР, які чинять додатковий гідравлічний опір через можливість утворення на їх поверхні твердих відкладів;

– ревізію лінійних кранів на газопроводі Свидниця–Львів. Оскільки запірна арматура на цьому газопроводі є нерівнопрохідною, що притаманно газопроводам, побудованим в 60–70 рр. минулого сторіччя, неповне відкриття крану або його робота по байпасу в умовах низького робочого тиску призводять до виникнення додаткових втрат тиску. У разі виявлення проблемних ділянок провести заходи щодо усунення причин появи проблеми;

– перепад тиску трасою газопроводу Свидниця–Львів під час перекачування газу Свидницького ГР і значення коефіцієнту гідравлічної ефективності свідчать про наяв-

ність мас забруднень в понижених місцях траси, тому слід провести моніторинг гідравлічного стану газопроводу по ділянках, визначити забруднені, на основі причини появи забруднень, впровадити комплекс заходів по очистці проблемних ділянок газопроводів.

Враховуючи те, що впровадження перелічених заходів здійснюється власними силами газовидобувного підприємства, тобто вимагає мінімальні капіталовкладення, термін їх окупності та практичний результат від реалізації наступає в перший рік експлуатації.

Література

1. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела /А.А. Коршак, А.М. Шаммазов.– М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004.– 336 с.
2. Деточенко А.В. Спутник газовика: справочник /А.В. Деточенко, А.Л. Михеев, М.М. Волков.– М.: Недра, 1978.– 311 с.
3. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат., Р.С. Яремійчук.– К.: Львів, 1996. – 620 с.
4. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1977.– 193 с.

УДК 622.691.4

Братах М.І.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В СИСТЕМЕ СБОРА ГАЗА НА ОБЪЕМЫ ЕГО ДОБЫЧИ

В статье представлено теоретическое обоснование поиска резерва рабочего давления скважин месторождений на завершающей стадии разработки на примере Свидницкого участка Свидницкого месторождения и пути его реализации на практике эксплуатации объектов наземной части с оценкой ориентировочных объемов дополнительно добытого газа.

Bratakh M.I.

ASSESSMENT OF PRESSURE LOSSES IN THE GAS GATHERING FACILITIES ON GAS VOLUMES

Theoretical justification of flowing pressure reserve search in wells on the closing stage of development are presented in the paper by example of Svidnitsky zone of Svidnitsky field and the ways of its realization in practice of running surface facility with evaluation of indicative volume of additional produced gas.