ТРАНСПОРТ І ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

УДК 621.64.029

АНАЛІЗ ВПЛИВУ ГІДРАВЛІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ НА ПРОЦЕС РУХУ ГАЗУ В ЛІНІЙНИХ ТРУБОПРОВОДАХ

О.Т. Михалевич,
ДК "Укртрансгаз", вул. Кловський узвіз, 9/1, 01021, Київ, Україна т. 4612013 e-mail: utg @ ugp. viaduk.net

Я.Д. П'янило
Інститут прикладних проблем механіки і математики ім. Я.С.Підстригача НАН України, вул. Дудаєва, 15. 79005, Львів, Україна, e-mail: prom@cmm.lviv.ua

М. Г. Притула
Інститут прикладних проблем механіки і математики ім. Я.С.Підстригача НАН України, вул. Дудаєва, 15. 79005, Львів, Україна, e-mail: prytula@cmm.lviv.ua

Г. М. П'янило
Інститут прикладних проблем механіки і математики ім. Я.С.Підстригача НАН України, вул. Дудаєва, 15. 79005, Львів, Україна, e-mail: prom@cmm.lviv.ua

На основании вычислительного эксперимента проведен численный анализ влияния геометрических параметров газопровода и параметров газа на процесс его стационарного изотермического течения в горизонтальных трубопроводах.

The date analyzing of influence of geometrical parameters and the parametric natural gas on process of stationary state of isothermal flow in horizontal pipelines, according to experiment, was done in this work.

Постановка проблеми. В диспетчерських розрахунках параметрів руху газу використовується, в основному, квадратична залежність тиску від об'ємного або масового переносу газу. При цьому використовуються постійні усереднені значення таких параметрів як температура, коефіцієнт надстисливості і т.п. Однак параметри, які змінюються вздовж труби (гідравлічний опір, коефіцієнт стисливості, інертність потоку і т.п.) можуть мати значний вплив на розподіл тиску газу вздовж трубопроводу. Аналіз цього впливу в літературі висвітлений недостатньо повно. У зв'язку з цим виникла необхідність як в отриманні формул для обчислення не тільки вихідного тиску, але розподілу тиску вздовж труби, які враховують відбори по трасі трубопроводу, інерційність потоку газу та залежність гідродинамічних параметрів від тиску, так і в аналізі впливу кожного з парамстрів

Огляд літератури. Рух газу в стаціонарному випадку в трубопроводах при ізотермічному режимі течіння описується таким диференціальним рівнянням балансу питомої енергії [1,2]:

$$\frac{dp}{\rho}+\alpha\, d\left(\frac{v^2}{2}\right)+\lambda\frac{v^2}{2}\frac{dx}{D}+g\,dh=0\,, \quad (1)$$

де позначено: α - коефіцієнт Коріоліса (для ламінарного потоку α=2, а для турбулентного - α=1.1); λ - гідравлічний опір; D – внутрішній діаметр трубопроводу; $h=h(x)$ - крива, що описує трасу газопроводу і в даному випадку моделюється похилою прямою

$$h=h(x)=\frac{\Delta h}{l}x+h_0\,. \quad (2)$$

Тут: Δh - перепад висот між початковою та кінцевою точками трубопроводу; l - довжина га-

зопроводу, а швидкість газу v та густина ρ обчислюються за формулами

$$v = \frac{4M}{\pi D^2 \rho}, \qquad \rho = \frac{p}{g z R T}. \qquad (3)$$

Постановка задачі. Метою даної роботи є аналіз розв'язків рівняння (1) з урахуванням змінності параметрів, що входять в нього, та врахуванням перепаду висот і сили Коріоліса.

Основні формули й порівняльний аналіз на основі обчислювального експерименту.

1 Формула для обчислення розподілу тиску вздовж горизонтального трубопроводу з врахуванням :

а) зміни тиску й масових сил (рівняння 1) [1,2,4] $z = const$, $T = const$:

$$p(x) = \sqrt{p_0^2 - \lambda z \frac{gRT}{D}\left(\frac{M}{S}\right)^2 x}; \qquad (4)$$

- для горизонтального трубопроводу, та

$$p(x) = \sqrt{p_0^2 e^{-b} - \lambda z \frac{RT}{D}\left(\frac{M}{S}\right)^2 \frac{1-e^{-b}}{b} x}; \qquad (5)$$

- для похилого, де позначено

$$S = \frac{\pi D^2}{4}, \qquad b = \frac{2g\Delta h}{zRT};$$

б) коефіцієнт стисливості газу не є постійним по довжині труби, а залежить від температури й тиску таким чином [4]:

$$z = \frac{1}{1+fp}, \qquad (6)$$

де $f = \left(24 - 0.21t^\circ C\right)\cdot 10^4$, а $p(x)$ - вимірюється в атмосферах.. Врахування залежності (3) призводить до необхідності розв'язування такого інтегрального рівняння [5]:

$$\int_p^{p_0} \frac{p^2(1+fp)^2 - 2a_1(1+2fp)}{p(1+fp)\left[a_2 + a_6 p^2 (1+fp)^2\right]} dp - x = 0, \qquad (7)$$

де:

$$a_1 = \alpha\left(1.02\frac{M}{S}\right)^2 gRT10^{-10}, \quad a_2 = \frac{\lambda}{2\alpha D}\cdot a_1,$$

$$a_6 = \frac{g\Delta h}{lRT}.$$

В останній формулі позначено: p_0 - початкове (вхідне) значення тиску; p - значення тиску на відстані x від початку трубопроводу.

в) нехай по трасі має місце $N-1$ пункт відбору газу, кожен з яких характеризується такими параметрами: l_i - відстань між пунктами відбору; Δm_i - маса газу, що відбирається; Δh_i - перепад висот між $i-1$ та i -им пунктами відбору газу (тут $i = \overline{1, N-1}$). При таких позначеннях маса газу, що проходить через i - ий пункт, визначається за формулою

$$M_i = M_0 + \sum_{j=1}^{i} \Delta m_j,$$

де M_0 - початкова маса газу. За умов, коли має місце формула (2′), для визначення кінцевого тиску p_k після нескладних математичних перетворень отримуємо формулу

$$p_k^2 = p_0^2 \exp\left(-\sum_{i=1}^{N} b_i\right) - \sum_{i=1}^{N} C_i \exp\left(-\sum_{j=i+1}^{N} b_j\right). \qquad (8)$$

В останній формулі позначено

$$b_i = \frac{2g\Delta h_i}{zRT}, \quad C_i = \lambda_i z l_i \frac{RT}{D_i}\left(\frac{M_i}{S_i}\right)^2,$$

$$b_{N+1} = 0;$$

г) узагальненням формули (5) , яка враховує перепад висот і співвідношення (3), є наступна [5]. Введемо позначення

$$F_i(p) = \frac{p^2(1+fp)^2 - \alpha RT(M_{i-1}/S)^2(1+2fp)}{p(1+fp)\left[0.5\lambda RT(M_{i-1}/S)^2/D + g\Delta h\, p^2(1+fp)^2/(RTl_i)\right]} \qquad (9)$$

Якщо весь трубопровід розбити на лінійні ланки, кожна з яких міститься між двома сусідніми відборами, то

$$\int_{p_i}^{p_{i+1}} F_i(p)dp = -l_{i+1} + l_i, \quad i = \overline{0, N-1}. \qquad (10)$$

Якщо тепер просумувати праві та ліві частини останнього співвідношення, враховуючи, що $l_0 = 0$, $l_N = l$, $p_N = p_k$, то для визначення вихідного тиску p_N отримуємо формулу

$$\int_{p_0}^{p_N} \sum_{i=1}^{N} F_i(p)\,dp = -l; \qquad (11)$$

д) зміна тиску, масових сил і характеру руху (рівняння (2)) призводить до такої залежності вихідного тиску від довжини трубопроводу [6]:

точний розв'язок

$$p_0^2 - p^2(x) + 2zRT\left(\frac{M}{F}\right)^2 \ln\frac{p(x)}{p_0} = \frac{\lambda z RT}{D}\left(\frac{M}{F}\right)^2 x; \qquad (12)$$

наближений розв'язок

$$p(x) = \frac{p_0^2}{p_0^2 + a_0} \times \left[\frac{2a_0}{p_0} + \sqrt{\frac{4a_0^2}{p_0^2} + \left(1 + \frac{a_0}{p_0^2}\right)\left(p_0^2 - 3a_0 - a_2 x\right)}\right] \qquad (13)$$

е) якщо врахувати залежність $z = z(p)$ при $T = const$ в рівнянні (2), то [6]

$$p^2(x) - p_0^2 + \frac{2}{3} f\left(p^3(x) - p_0^3\right) - \\ - 2RT\left(\frac{M}{F}\right)^2 \ln\frac{p(x)}{p_0} = -\frac{\lambda RT}{2D}\left(\frac{M}{F}\right)^2 x \quad (14)$$

точний розв'язок;

$$p(x) \approx \tilde{p} + \varepsilon\Delta p \quad (15)$$

та

$$p(x) = \frac{1}{2h_2}\left[-h_1 + \sqrt{h_1^2 - 4h_2h_0}\right] \quad (16)$$

- наближені з різним ступенем точності;

є) врахування залежності $T = T(x)$ при $z = const$ для рівняння (1) [6]

$$p^2(x) - p_0^2 = -2\eta\left\{T_{gr}x + \left(T_0 - T_{gr}\right)\frac{1-e^{-ax}}{a} - \right. \\ \left.\left[\frac{D_i}{a}\frac{p_0 - p_k}{L} + \frac{q\Delta h}{aLC_p}\right]\left[x - \frac{1-e^{-ax}}{a}\right]\right. . \quad (17)$$

ж) з врахуванням залежності $T = T(x)$, $z = (z, p)$ для рівняння (1) ітераційна схема має вигляд [6]

$$p_{j+1}(x) = \\ \left\{p_n^2 - \eta_1\int_0^x \frac{T(y)\,dy}{1 + \left(24 - 0.21\left(T(y) - T_{00}\right)\right)\cdot 10^{-4}\, p_j(y)}\right\}^{\frac{1}{2}}. \quad (18)$$

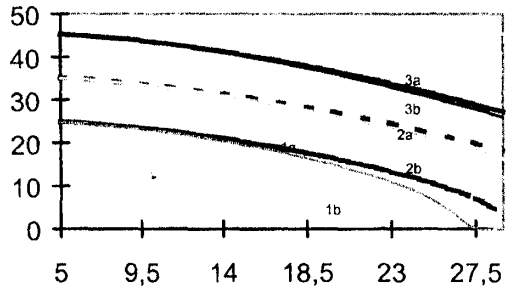

Рисунок 1 - Залежність вихідного тиску від об'ємної витрати при вхідних тисках , рівних $2.6\cdot10^6\ H/m^2$ (криві 1), $3.6\cdot10^6\ H/m^2$ (криві 2), $4.6\cdot10^6\ H/m^2$ (криві 3)

На рис.1 наведені залежності значень вихідних тисків від об'ємої витрати газу для вхідних тисків $2.6\cdot10^6\ H/m^2$ (криві 1а, 1б), $3.6\cdot10^6\ H/m^2$ (криві 2а, 2б), $4.6\cdot10^6\ H/m^2$ (криві 3а, 3б), обчислені за формулами (1) (криві з індексом а) та (8) (криві з індексом б).

Результати досліджень впливу врахування залежності вихідного тиску від зміни параметрів газу представлені в таблицях 1 та 2 і на рисунках 2 та 3, де позначено:

p1(x) – вихідний тиск обчислений згідно формули (4) при сталій вхідній температурі та сталому коефіцієнті надстисливості, обчисленому згідно з формулою (6), при сталій вхідній температурі та вхідному тиску;

p2(x) – вихідний тиск, обчислений згідно з формулою (4) при сталій середній температурі та сталому коефіцієнтові надстисливості, обчисленому згідно з формулою (6) при сталій середній температурі та вхідному тиску p1(x);

p3(x) - вихідний тиск, обчислений згідно з формулою (17) при врахуванні залежності температури від довжини труби та сталому коефіцієнтові надстисливості, обчисленому згідно з формулою (6), при сталій вхідній температурі та вхідному тиску;

p4(x) - вихідний тиск обчислений згідно з формулою (14) при врахуванні залежності $z = z(p)$ і сталій вхідній температурі ;

p5(x) – перша ітерація вихідного тиску, обчисленого згідно з формулою (18) при врахуванні залежності $z = z(p, T)$;

цифрою 1 позначено абсолютну похибку $eps(x) = p2(x) - p1(x)$;

цифрою 2 позначено абсолютну похибку $eps(x) = p3(x) - p1(x)$;

цифрою 3 позначено абсолютну похибку $eps(x) = p4(x) - p1(x)$;

цифрою 4 позначено абсолютну похибку $eps(x) = p5(x) - p1(x)$.

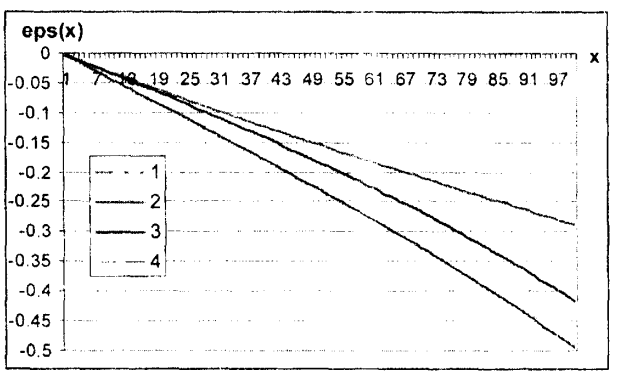

Рисунок 2 – Абсолютні похибки між значеннями вихідного тиску $pi(x), i = \overline{2,5}$ та $p1(x)$ при об'ємному відборі газу $800\,000\,m^3/c$

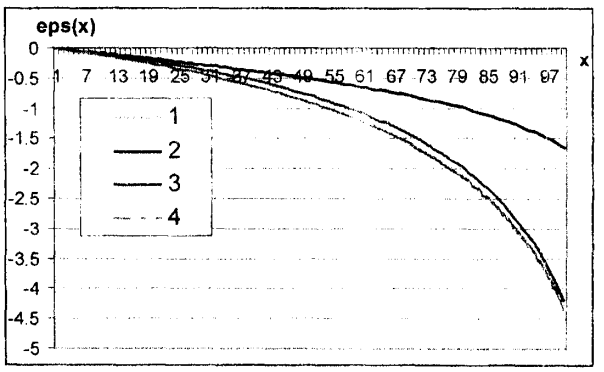

Рисунок 3 – Абсолютні похибки між значеннями вихідного тиску $pi(x), i = \overline{2,5}$ та $p1(x)$ при об'ємному відборі газу $1\,300\,000\,m^3/c$

Таблиця 1 – Залежності вихідного тиску $pi(x), i = \overline{1,5}$, обчисленого згідно з вказаними формулами при об'ємному відборі газу $800\ 000\, m^3/c$

x	p1(x)	p2(x)	p3(x)	p4(x)	p5(x)
5	59.925	59.903	59.909	59.908	59.903
10	59.447	59.402	59.414	59.413	59.402
15	58.965	58.898	58.916	58.913	58.898
20	58.478	58.389	58.414	58.409	58.389
25	57.988	57.876	57.908	57.901	57.876
30	57.493	57.359	57.398	57.388	57.359
35	56.995	56.837	56.885	56.87	56.837
40	56.491	56.311	56.367	56.348	56.311
45	55.984	55.78	55.845	55.821	55.78
50	55.471	55.244	55.318	55.289	55.243
55	54.954	54.702	54.787	54.751	54.702
60	54.432	54.156	54.251	54.208	54.155
65	53.905	53.604	53.71	53.66	53.603
70	53.372	53.046	53.164	53.105	53.045
75	52.835	52.482	52.612	52.545	52.481
80	52.291	51.912	52.056	51.978	51.911
85	51.743	51.336	51.493	51.405	51.335
90	51.188	50.753	50.925	50.825	50.752
95	50.627	50.163	50.351	50.238	50.162
100	50.06	49.566	49.771	49.643	49.565

Таблиця 2 – Залежності вихідного тиску $pi(x), i = \overline{1,5}$, обчисленого згідно з вказаними формулами при об'ємному відборі газу $1\ 300\ 000\, m^3/c$

x	p1(x)	p2(x)	p3(x)	p4(x)	p5(x)
5	59.139	59.078	59.094	59.09	59.078
10	57.85	57.724	57.76	57.749	57.724
15	56.531	56.335	56.395	56.373	56.335
20	55.182	54.91	54.998	54.96	54.91
25	53.798	53.445	53.565	53.506	53.445
30	52.378	51.936	52.094	52.008	51.936
35	50.918	50.379	50.582	50.463	50.379
40	49.415	48.77	49.024	48.864	48.769
45	47.865	47.104	47.417	47.207	47.102
50	46.263	45.372	45.754	45.485	45.369
55	44.604	43.568	44.03	43.69	43.564
60	42.88	41.683	42.237	41.812	41.677
65	41.084	39.703	40.366	39.838	39.695
70	39.206	37.614	38.406	37.754	37.602
75	37.233	35.396	36.342	35.539	35.38
80	35.15	33.022	34.155	33.167	33.001
85	32.936	30.457	31.82	30.598	30.427
90	30.561	27.644	29.303	27.776	27.603
95	27.985	24.5	26.551	24.613	24.441
100	25.147	20.872	23.483	20.948	20.786

Висновки. Аналіз отриманих результатів засвідчує (рис.1), що врахування залежності $z = z(p)$ та другого доданку в формулі (2) призводить до уточнення результатів при великих відборах газу. Це пояснюється тим, що при збільшенні відбору та сталому вхідному тиску має місце значний градієнт швидкості по довжині труби і тоді не можна нехтувати другим доданком формули (2). Як випливає з рисунків 2,3 та таблиць 1 і 2, довжина трубопроводу по-

різному впливає на вихідний тиск, обчислений на основі моделей різної точності при заданому вхідному тиску. Зокрема, врахування зміни деяких параметрів може призвести до втрати точності обчислення. Звідси випливає, що при уточненні математичних моделей фізичних процесів за рахунок врахування додаткових сил або інших величин необхідно дослідити порядок впливу кожної із величин на кінцевий результат.

Література

1. Александров А.В., Яковлев Е.И. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта газа. - М.: Недра, 1974. - 443 с.

2. Бобровский С.А., Щербаков С.Г. Яковлев Е.И., Гарляускас А.И., Грачев В.В. Трубопроводный транспорт газа. -М.: Наука, 1976. - 495 с.

3. Черникин А.В., Галиуллин З.Т. Формула для расчета коэффициента гидралического сопротивления газопроводов //Газовая промышленность. -1998. - № 1. - С. 32-33.

4. Вольский Э.Л., Константинова И.М. Режим работы магистрального газопровода. - Л: Недра, 1970.- 168 с.

5. П'янилоЯ.Д., Притула М.Г., Блаут Ю.Є., П'янило Г.М. Вплив рельєфу та місцевих опорів на параметри течіння газу в трубопроводах з відборами// Нафтова і газова промисловість. 2002. - № 2. - С. 42-44.

6. Михалевич О., Грудз В., П'янило Я., Притула М. Вплив зміни параметрів газу на розподіл тиску в горизонтальних трубопроводах.

МОБІЛЬНІ БУРОВІ УСТАНОВКИ І ВАЖКІ АГРЕГАТИ ДЛЯ РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН ОБ'ЄДНАНИХ МАШИНОБУДІВНИХ ЗАВОДІВ

Об'єднані машинобудівні заводи Росії випускають повний типорозмірний ряд ремонту свердловин вантажопідйомністю 28-125 Т, а також повний типорозмірний ряд мобільних бурових установок вантажопідйомністю 80-16- Т. Завершена розробка 200 Т мобільної бурової установки. Бурове обладнання змонтовано на самохідному шасі та на півпричепах.

За матер. журн. "Нефтяное хозяйство". – 2003. – №5.

ПІДГОТОВКА СПЕЦІАЛІСТІВ НАФТОГАЗОВОГО ПРОФІЛЮ

В найближчі роки планується значне зростання підготовки інженерів за нафтогазовими спеціальностями учбовими закладами Росії: 2003 р. – 3000 спеціалістів; 2004 – 3875, 2005 – 6250, 2006 – 7800. Підготовка спеціалістів нафтогазового профілю здійснюється майже в 50 вищих учбових закладах та їх філіалах.

За матер. журн. "Нефтяное хозяйство". – 2003. – №3.

НОВІ ВИДАННЯ УКРАЇНИ (ГЕОЛОГІЯ)

Юдин В.В. Геодинаміка Южного Донбасса Монографія. – К.: УкрГГРИ, 2003. – 92 с.

Методичне вивчення Південного Донбасу дозволило вперше створити збалансовану геодинамічну модель його будови. В основі моделі виділення принципово нових структур: похилих насувів, Донецької колізійної структури та інші.

Вакарчук С.Г. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької Западини в зв'язку з нафтогазоносністю: Монографія. – Чернігів: ЦНТЕІ, 2003. – 163 с.

Висвітлено особливості геологічної будови, складу, умов осадонакопичення і закономірностей нафтогазоносності візейських карбонатних відкладів центральної частини Донецько-Дніпровської Западини.

Барг И.М. Стратиграфия и геологическое развитие Равнинного Крыма и Керченского полуострова в миоценовую эпоху (И.М.Барг, Ю.Д. Степаняк. – Днепропетровск: Монолит, 2003. – 170 с.

НОВІ ВИДАННЯ УКРАЇНИ (БУРІННЯ)

Кожевников А.А. Импульсные технологии бурения геологоразведочных скважин (А.А.Кожевников, С.В. Гошовский, И.И.Мартыненко. – К.: УКРГГРИ, 2003. – 208 с.

Наведена класифікація імпульсних технологій алмазного буріння, зокрема моно–, бі – та трипараметричні імпульсні технології буріння.

Діяк І.В. Технологія цементування нафтових і газових свердловин. – К.: Наукова думка, 2003. – 132 с.

Досліджено основні чинники, що впливають на якість цементування нафтових і газових свердловин.