

CALCULATION OF FLOW RATE AND WELLHEAD PRESSURE FOR A GAS WELL PRODUCING A GAS-HYDROGEN MIXTURE FROM AN UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITY

Veselin Mitkov

University of Mining and Geology “St. Ivan Rilski”, 1700 Sofia; E-mail: veselin.mitkov@mgu.bg

ABSTRACT. The report discusses two important technological parameters during the extraction of a gas-hydrogen mixture with varying concentrations of hydrogen and natural gas from an underground gas storage facility. With the rise of global demand for a stable hydrogen economy, studying changes in flow rate and wellhead pressure during the extraction of a gas-hydrogen mixture provides an important economic and technical perspective on the challenges associated with the storage and extraction of hydrogen from underground gas storage facilities. The changes in flow rate and wellhead pressure of a gas well during the extraction of a gas-hydrogen mixture with hydrogen contents of 5, 15, and 25% in the gas-hydrogen mixture have been determined. The hydraulic friction coefficient has been calculated for the selected hydrogen concentrations.

Key words: hydrogen, flow rate, pressure, gas-hydrogen mixture.

ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ДЕБИТА И УСТИЕВОТО НАЛЯГАНЕ НА ГАЗОВ СОНДАЖ ПРИ ДОБИВ НА ГАЗО-ВОДОРОДНА СМЕС ОТ ПОДЗЕМНО ГАЗОХРАНИЛИЩЕ

Веселин Митков

Минно-геоложки университет „Св. Иван Рилски“, 1700 София

РЕЗЮМЕ. В доклада са разгледани два важни технологични показатели по време на добив на газо-водородна смес с различни концентрации на водород и природен газ от подземно газохранилище. С нарастване на нуждите на света за стабилна водородна икономика, изследването на изменението на дебита и налягането на газов сондаж за добив на газо-водородна смес е важен икономически и технически поглед над проблема свързан със съхранението и добива на водород от подземни газохранилища. Определено е изменението на дебита и устиевото налягане на газов сондаж при добив на газо-водородна смес със съдържание на водород 5, 15, 25% в газо-водородната смес. Изчислен е коефициента на хидравлично триене при избраните концентрации на водород.

Ключови думи: водород, дебит, налягане, газо-водородна смес.

Въведение

Определянето на изменението на дебита и устиевото налягане на газов сондаж при добив на газо-водородна смес със съдържание на водород 5, 15, 25% в газо-водородната смес е изключително важно при проектиране на експлоатацията на подземно газохранилище. За целта е необходимо правилно да се определи коефициента на хидравлично триене при движението на газо-водородна смес със съдържание на водород 5, 15, 25% в помпено-компресорните тръби в процеса на добив.

Физични и химични свойства

Водородът (символ H, атомен номер 1) е най-лекият елемент и е безцветен, без мирис и без вкус. Въпреки че е поставен в група 1 на периодичната таблица с алкалните метали, водородът не е метал. При нормални условия той се държи като неметал и лесно образува единична ковалентна връзка с повечето неметални елементи, което води до образуването на съединения като вода и повечето органични молекули. Само при изключително високо налягане водородът проявява метални свойства. Водородът е най-лекият елемент, но осигурява най-високата енергия на единица маса от всички известни горива. Въпреки това, неговата обемна енергийна плътност е много ниска. За да се преодолее това ограничение, газообразният водород обикновено се компресираща до налягане между 200 и 700 бара. Разработват се и алтернативни подходи, като криогенна компресия и

съхранение на базата на материали, за да се повиши ефективността на съхранението на водород. [Ibidine Messaoudani, Z., Rigas, F., Hamid, M.D.B., Hassan, C.R.C., 2016. Hazards, safety and knowledge gaps on hydrogen transmission via natural gas grid: a critical review. Int. J. Hydrogen Energy 41 (39), 17511–17525]

В таблица 1 са показаните физичните и химичните свойства на водорода.

Таблица 1. Физични и химични свойства на водорода

Химичен символ	H ₂
Фази	Газообразно, течно, полутечно, твърдо, метално и плазмено
Молекулно тегло	2.016 ,g.mol ⁻¹
Енергия на дисоциация на H-H връзката	435.7 ,kJ.mol ⁻¹
Енергийно ниво на електрона в атома в основното състояние	-13.6 ,eV
Специфичен обем на газа при 70 °F (21,1 °C) и 1 atm	11.99 ,m ³ .kg ⁻¹
Температура на самозапалване	570 ,°C
Точка на кипене при 1,01 bar	-252.8 ,°C
Точка на топене при 1,01 bar	-259.2 ,°C
Относителна плътност (въздух = 1) 1 atm	0.08989 ,g.ml ⁻¹
Енергийно съдържание на газа	120 ,MJ.kg ⁻¹
Енергийно съдържание на течния водород	8 ,MJ.L ⁻¹

Критична температура	-239.9 ,°C
Критично налягане	12.96 ,bar, abs
Критична плътност	30.12 ,kg.m ⁻³
Тройна точка	-259.3 ,°C при 0.07 bar, abs
Граници на възпламеняемост във въздуха (по обем)	4.0-75.0 ,%
Енталпия на горене	-286 ,kJ.mol ⁻¹
Скрита топлина на топене при тройната точка	58.09 ,kJ.kg ⁻¹
Скрита топлина на изпаряване при точката на кипене	446.0 ,kJ.kg ⁻¹
Ср	14.34 ,kJ.kg ⁻¹ °C
Сv	10.12 ,kJ.kg ⁻¹ °C
Съотношение на специфичните топлини	1.42
CAS №	133-74-0
UN №	1049
ERG	115

Определяне на дебита на сондаж по време на добив на газо-водородна смес

В таблица 2 са показани данните на Рпр при пластово налягане от 80 до 150 бара.

Таблица 2. Рпр при пластово налягане и 5-25% газо-водородна смес

5% H ₂		
Рпр	Рпл, МПа	Ркр, МПа
1.802	8	4.4397
2.027	9	4.4397
2.252	10	4.4397
2.478	11	4.4397
2.703	12	4.4397
2.928	13	4.4397
3.153	14	4.4397
3.379	15	4.4397
15% H ₂		
Рпр	Рпл, МПа	Ркр, МПа
1.802	8	4.4397
2.027	9	4.4397
2.252	10	4.4397
2.478	11	4.4397
2.703	12	4.4397
2.928	13	4.4397
3.153	14	4.4397
3.379	15	4.4397
25% H ₂		
Рпр	Рпл, МПа	Ркр, МПа
1.802	8	4.4397
2.027	9	4.4397
2.252	10	4.4397
2.478	11	4.4397
2.703	12	4.4397
2.928	13	4.4397
3.153	14	4.4397
3.379	15	4.4397

В таблица 3 са показани данните на Тпр при средна температура Тср.

Таблица 3. Тпр при средна температура и 5-25% газо-водородна смес

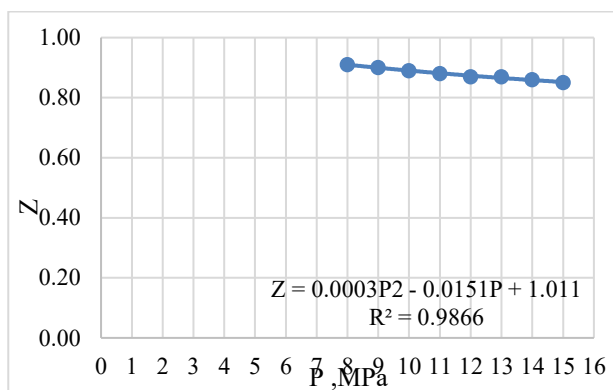
5% H ₂		
Тпр	Тср, К	Ткр, К
1.738	317.65	182.73
15% H ₂		
Тпр	Тср, К	Ткр, К
1.902	317.65	167.01
25% H ₂		
Тпр	Тср, К	Ткр, К
2.100	317.65	151.27

В таблица 4 са показани данните за коефициента на свръхсвиваемост Z при Рпр и Тпр от таблица 2 и таблица 3.

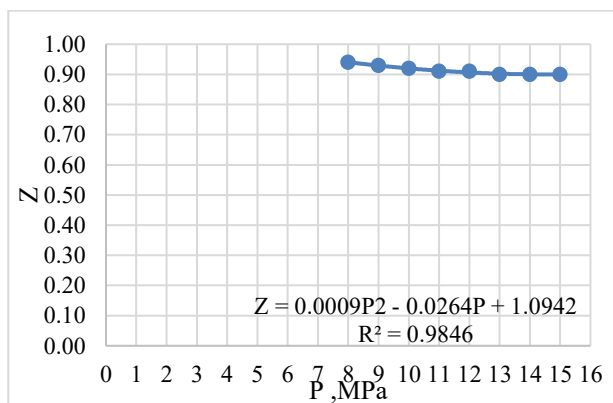
Таблица 4. Коефициент на свръхсвиваемост Z при Рпр и Тпр и 5-25% газо-водородна смес

5% H ₂		15% H ₂		25% H ₂	
Z 5%	Рпл, МПа	Z 15%	Рпл, МПа	Z 25%	Рпл, МПа
0.91	8	0.94	8	0.96	8
0.90	9	0.93	9	0.95	9
0.89	10	0.92	10	0.95	10
0.88	11	0.91	11	0.95	11
0.87	12	0.91	12	0.95	12
0.87	13	0.90	13	0.95	13
0.86	14	0.90	14	0.96	14
0.85	15	0.90	15	0.96	15

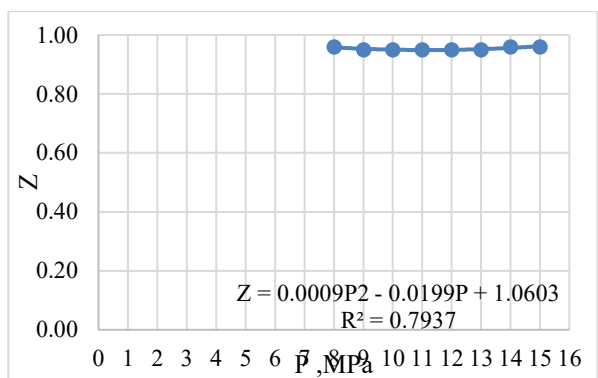
Данните от таблици 2, 3 и 4 са показани на Фигури 1, 2 и 3.



Фиг. 1. Зависимост между коефициента на свръхсвиваемост Z при 5% водород и изменението на пластово налягане.



Фиг. 2. Зависимост между коефициента на свръхсвиваемост Z при 15% водород и изменението на пластово налягане



Фиг. 3. Зависимост между коефициента на свръхсвиваемост Z при 25% водород и изменението на пластово налягане

По формула 1 се намира дебита на сондаж по време на добив на газо-водородна смес.

$$Q = \frac{\pi \times k \times h \times T_{\text{ст}} \times [P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{с}}^2]}{P_{\text{ст}} \times \mu \times Z \times T_{\text{пл}} \times \left(\ln \frac{R_k}{R_c} \right)}, \frac{m^3}{s} \quad (1)$$

където:

- Q – дебит на сондажа, m³/s
- k – проницаемост на скалата колектор, m
- h – дебелина на пласта, m
- T_{ст} – стандартна температура, °K
- P_{пл} – пластово налягане, МПа
- P_с – забойно налягане, МПа
- P_{ст} – стандартно налягане, МПа
- μ – вискозитет на газо-водородната смес, Pa.s
- Z – коефициента на свръхсвиваемост
- T_{пл} – пластова температура, °K
- R_k – приведен радиус на контура, m
- R_c – приведен радиус на сондажа, m

Дебитите на сондаж при различни пластови налягания и съдържание на водород от 5-25% в газо-водородна смес са показани в таблици 5, 6 и 7.

Таблица 5. Дебитите на сондаж при добив на газо-водородна смес с 5% съдържание на водород

Рпл	Рс	Z	Q
8	3	0.909	7.41
9	4	0.899	8.86
10	5	0.890	10.33
11	6	0.881	11.82
12	7	0.873	13.33
13	8	0.865	14.87
14	9	0.858	16.42
15	10	0.852	17.98

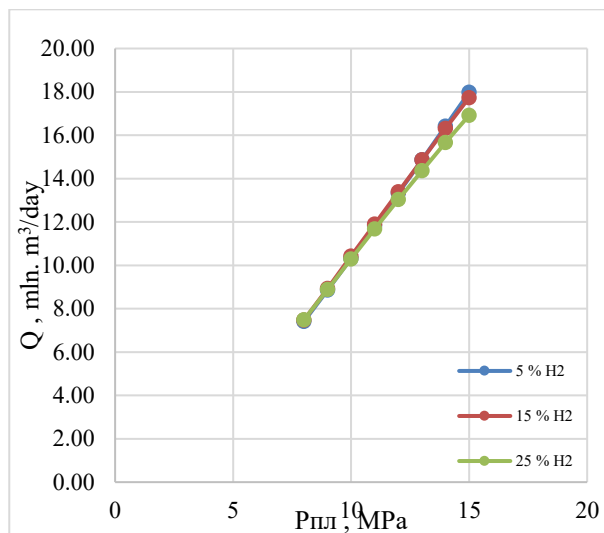
Таблица 6. Дебитите на сондаж при добив на газо-водородна смес с 15% съдържание на водород

Рпл	Рс	Z	Q
8	3	0.941	7.47
9	4	0.930	8.94
10	5	0.920	10.42
11	6	0.913	11.90
12	7	0.907	13.39
13	8	0.903	14.86
14	9	0.901	16.31
15	10	0.901	17.74

Таблица 7. Дебитите на сондаж при добив на газо-водородна смес с 25% съдържание на водород

Рпл	Рс	Z	Q
8	3	0.959	7.49
9	4	0.954	8.89
10	5	0.951	10.29
11	6	0.950	11.68
12	7	0.951	13.04
13	8	0.954	14.37
14	9	0.958	15.67
15	10	0.964	16.92

Резултатите от изчисленията в таблици 5, 6 и 7 чрез формула (1) са показани на фигура 4.



Фиг. 4. Зависимост между пластовото налягане и дебита на сондаж при добив на газо-водородна смес с 5, 15 и 25% водород

Определяне на устиевото налягане на сондаж по време на добив на газо-водородна смес

Чрез формула 2 се пресмята устиевото налягане на газов сондаж по време на добив на газо-водородна смес със съдържание на водород от 5 до 25%.

$$P_y = \sqrt{\frac{P_c^2 - \frac{690,5 \times 10^{-12} \times Z \times T_{\text{ср}} \times L \times \bar{\rho} \times \lambda (e^S - 1) Q^2}{d_{\text{пкт}}^5 \times S}}{e^S}}, \text{MPa} \quad (2)$$

където:

- P_{уст} – налягането на устието на сондажа, МПа
- P_{заб} – налягането на забоя на сондажа, МПа
- Z – коефициента на свръхсвиваемост
- T_{ср} – средната температура в колоната от помпено-компресорни тръби, °K
- L – дължина на колоната от помпено-компресорни тръби, m
- ρ̄ – относителна плътност на газо-водородната смес
- λ – коефициента на хидравлично триене
- Q – дебит на сондажа, m³/s
- d_{пкт} – вътрешен диаметър на колоната от помпено-компресорни тръби, m
- e – Неперовото число e = 2,7182818284
- S – параметър, определя се чрез зависимост 4.

$$f(x) = e^x = \exp(x) \quad (3)$$

$$S = \frac{0,03415 \times \bar{p} \times L}{Z \times T_{cp}} \quad (4)$$

Записът $f(x)$, показан на формула 3, се използва особено когато е неудобно изписването на зависимата променлива като степенен показател. Експоненциалната функция има уникалното свойство да е равна на собствената си производна и интеграл (с точност до константа). Затова широко се употребява в математиката, физиката и химията.

За да използваме зависимост 2 е необходимо да се определи коефициента на хидравлично триене λ в зависимост от критерия на Рейнолдс (5) и относителната грапавост на вътрешната повърхност на колоната от ПКТ.

$$Re = \frac{17,75 \times Q \times \bar{p}}{d_{пкт} \times \mu} \quad (5)$$

където:

Q – дебита на сондажа, $10^3 \times \text{m}^3/\text{day}$

μ – вискозитет на газо-водородната смес, Pa.s

$\bar{p}$ – относителна плътност на газо-водородната смес

$d_{пкт}$ – вътрешен диаметър на колоната от помпено-компресорни тръби, m

Относителната грапавост на вътрешната повърхност на колоната от ПКТ пресмятаме чрез зависимост 6.

$$\varepsilon_{от} = \frac{K_e}{d_{пкт}} \quad (6)$$

където K_e е абсолютната грапавост. Тя зависи от състоянието на колоната на ПКТ. В нашия случай колоната е от нови стоманени тръби и $K_e = 0,04 \times 10^{-3}$, m.

В областта на турбулентната автомоделност (квадратична зона) – $Re \times \varepsilon_{от} > 500$, коефициентът на хидравлично триене λ се изчислява по формула 7 [Геров Л., 2019].

$$\lambda = 0,11 \times \left(\frac{K_e}{d_{пкт}} \right)^{0,25} \quad (7)$$

Устиевото налягане на сондаж по време на добив на газо-водородна смес със съдържание на водород от 5 до 25% водород е показано в таблици 8 – 13.

Таблица 8. Устиево налягане при 5% H_2 и $d_{пкт} 4^{1/2}$

Рс	Q	Z	$\bar{p}$	λ	S	Руст
3	85.77	0.968	0.530	0.0156	0.206	2.707
4	102.49	0.955	0.530	0.0156	0.209	3.604
5	119.51	0.943	0.530	0.0156	0.212	4.499
6	136.80	0.931	0.530	0.0156	0.214	5.392
7	154.33	0.920	0.530	0.0156	0.217	6.282
8	172.07	0.909	0.530	0.0156	0.220	7.170
9	190.00	0.899	0.530	0.0156	0.222	8.057
10	208.07	0.890	0.530	0.0156	0.224	8.942

Таблица 9. Устиево налягане при 5% H_2 и $d_{пкт} 2^{7/8}$

Рс	Q	Z	$\bar{p}$	λ	S	Руст
3	85.77	0.968	0.530	0.0175	0.206	2.707
4	102.49	0.955	0.530	0.0175	0.209	3.604
5	119.51	0.943	0.530	0.0175	0.212	4.499
6	136.80	0.931	0.530	0.0175	0.214	5.392
7	154.33	0.920	0.530	0.0175	0.217	6.282
8	172.07	0.909	0.530	0.0175	0.220	7.170
9	190.00	0.899	0.530	0.0175	0.222	8.057
10	208.07	0.890	0.530	0.0175	0.224	8.942

Таблица 10. Устиево налягане при 15% H_2 и $d_{пкт} 4^{1/2}$

Рс	Q	Z	$\bar{p}$	λ	S	Руст
3	86.49	1.023	0.481	0.0156	0.177	2.746
4	103.44	1.003	0.481	0.0156	0.181	3.655
5	120.56	0.985	0.481	0.0156	0.184	4.562
6	137.75	0.968	0.481	0.0156	0.187	5.465
7	154.93	0.954	0.481	0.0156	0.190	6.367
8	171.98	0.941	0.481	0.0156	0.193	7.267
9	188.79	0.930	0.481	0.0156	0.195	8.166
10	205.28	0.920	0.481	0.0156	0.197	9.065

Таблица 11. Устиево налягане при 15% H_2 и $d_{пкт} 2^{7/8}$

Рс	Q	Z	$\bar{p}$	λ	S	Руст
3	86.49	1.023	0.481	0.0175	0.177	2.746
4	103.44	1.003	0.481	0.0175	0.181	3.655
5	120.56	0.985	0.481	0.0175	0.184	4.562
6	137.75	0.968	0.481	0.0175	0.187	5.465
7	154.93	0.954	0.481	0.0175	0.190	6.367
8	171.98	0.941	0.481	0.0175	0.193	7.267
9	188.79	0.930	0.481	0.0175	0.195	8.166
10	205.28	0.920	0.481	0.0175	0.197	9.065

Таблица 12. Устиево налягане при 25% H_2 и $d_{пкт} 4^{1/2}$

Рс	Q	Z	$\bar{p}$	λ	S	Руст
3	86.67	1.009	0.433	0.0156	0.162	2.768
4	102.92	0.995	0.433	0.0156	0.164	3.686
5	119.11	0.983	0.433	0.0156	0.166	4.603
6	135.13	0.973	0.433	0.0156	0.168	5.519
7	150.90	0.965	0.433	0.0156	0.169	6.434
8	166.33	0.959	0.433	0.0156	0.170	7.349
9	181.33	0.954	0.433	0.0156	0.171	8.265
10	195.83	0.951	0.433	0.0156	0.172	9.181

Таблица 13. Устиево налягане при 25% H_2 и $d_{пкт} 2^{7/8}$

Рс	Q	Z	$\bar{p}$	λ	S	Руст
3	86.67	1.009	0.433	0.0175	0.162	2.768
4	102.92	0.995	0.433	0.0175	0.164	3.686
5	119.11	0.983	0.433	0.0175	0.166	4.603
6	135.13	0.973	0.433	0.0175	0.168	5.519
7	150.90	0.965	0.433	0.0175	0.169	6.434
8	166.33	0.959	0.433	0.0175	0.170	7.349
9	181.33	0.954	0.433	0.0175	0.171	8.265
10	195.83	0.951	0.433	0.0175	0.172	9.181

Заклучение

В резултат на получените данни от определяне на дебита на сондаж по време на добив на газо-водородна смес и устиевото налягане могат да се направят следните изводи:

1. Дебитите на сондаж при добив на газо-водородна смес се увеличават с увеличаване на съдържание на водород от 5 до 15% а при 25 % намаляват при по-висок коефициент на проникваемост.
2. Устиевото налягане на сондаж по време на добив на газо-водородна смес със съдържание на водород от 5

до 25% се увеличава с увеличаване на коефициента на проникваемост при диаметър на ПКТ 4 ^{1/2} и 2 ^{7/8}.

3. Коефициентът на хидравлично триене се изменя от 0,0156 до 0,0175.

Литература

- labidine Messaoudani, Z., Rigas, F., Hamid, M.D.B., Hassan, C.R.C., 2016. *Hazards, safety and knowledge gaps on hydrogen transmission via natural gas grid: a critical review*. Int. J. Hydrogen Energy 41 (39), 17511–17525.
- Геров Л., 2019, *Добив и съхраняване на природния газ*. МГУ „Св. Ив. Рилски“, София, 297 стр.