

**PREDIKSI PEMBENTUKAN HIDRAT GAS DENGAN PENGARUH *JOULE-THOMSON EFFECT*
YANG DIAKIBATKAN OLEH *CHOKE PERFORMANCE***

***PREDICTION FORMATION HYDRATE OF GAS BY INFLUENCE JOULE-THOMSON EFFECT
THAT RESULTS FROM THE CHOKE PERFORMANCE***

Ari Susandy Sanjaya* , Ari Nofendy

Program Studi Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas
Mulawarman Jl. Sambaliung No. 9 Samarinda, Indonesia 75119
Telepon 0541-736834 Fax 0541-749315

*email : ari.susandy@ft.unmul.ac.id

ABSTRAK

Hidrat gas merupakan air bebas dan gas alam yang membentuk padatan, yang dapat mengakibatkan saluran gas akan membuntu, terutama di *flow line* serta akan menimbulkan beberapa permasalahan lainnya. Penelitian ini bertujuan untuk memprediksi pembentukan hidrat gas dengan pengaruh *Joule-Thomson Effect* yang diakibatkan oleh *choke performance*. Di gunakan metode *Katz* untuk memprediksi gas hidrat dengan kisaran tekanan antara 100-1000 Psia. Didapatkan temperatur pembentukan hidrat gas pada tekanan 100 Psia sebesar 0.7005 °C, sedangkan pada tekanan 1000 Psia sebesar 17.4766 °C. Dari hasil nilai koefisien *Joule-Thomson* di dapatkan 0.003972 K/Kpa. Dari hasil nilai temperatur pada flowline terdapat beberapa temperatur yang berada diatas kurva temperatur pembentuk hidrat gas sehingga berpotensi terjadi hidrat gas pada flowline. Sehingga dapat disimpulkan bahwa beberapa kondisi pada flowline berpotensi terjadinya hidrat gas dan harus dilakukan pencegahan.

Kata Kunci: *hidrat gas, efek Joule-Thomson, metode Katz, flow line.*

ABSTRACT

Hydrate of gas is a free water and natural gas that forming solids, which may result the gas line will be clogged, mainly in the flow line and will be cause few more problems. This research aims to predict the formation of gas hydrates with the influence of Joule-Thomson effect resulting from the choke performance. Katz method is used for prediction of gas hydrate with the pressure range of 100-1000 Psia. the obtained temperature forming the gas Hydrate at pressure of 100 psia is 0.7005 ° C, while the pressure of 1000 psia is 17.4766 ° C. As the results of the Joule-Thomson coefficient value is 0.003972 K / kPa. The results of the temperature in the flow line there few temperature that is above temperature curve the hydrate gas formation, so that the potential occurrence of hydrate gas in the flow line. It can be concluded that some the conditions on the flow line potentially occurrence of hydrates gas and must be done the prevention.

Keyword : *gas hydrate, Joule-Thomson effect, Katz method, flow line*

1. PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi masih menjadi sumber energi utama yang digunakan di Indonesia. Ketergantungan akan gas alam (natural gas) terutama untuk kepentingan industri diprediksi akan terus meningkat di masa yang akan datang. Sebelum bisa digunakan, gas alam mentah (*raw natural gas*) yang berasal dari dalam sumur gas maupun sumur minyak (gasnya disebut sebagai *associated gas*) harus diolah terlebih dahulu supaya memenuhi spesifikasi untuk dapat ditransportasikan, spesifikasi ini disebut sebagai *pipeline gas specification*. Salah satu syarat *pipeline gas specification* adalah kadar airnya berkisar di bawah 4 – 7 lb/MMscf (Kidnay dan Parish, 2006).

Kandungan air sebagai *impurities* di dalam gas harus dihindari karena dapat menimbulkan

berbagai masalah, antara lain terbentuknya air dalam fase liquid pada tekanan yang tinggi, memicu terjadinya korosi pada sistem perpipaan, dan memicu terbentuknya hidrat gas pada suhu rendah yang berpotensi menimbulkan penyumbatan secara mendadak dalam jaringan pipa. Uap air selalu terkandung di gas alam, biasanya berada pada range 400 – 500 lb uap air/MMSCF gas. Umumnya, keberadaan uap air di gas dikurangi (bila perlu dihilangkan) karena uap air ini akan menimbulkan masalah pembentukan hidrat gas. Air bebas dan gas alam akan membentuk padatan, yang biasanya disebut dengan “bunga es” yang mana di gas di sebut dengan hidrat gas. Hidrat gas ini akan membuntu di saluran gas, terutama di *flowline* serta akan menimbulkan beberapa permasalahan lainnya. Pengetahuan akan temperatur dan tekanan dari suatu aliran gas di *downstream* adalah penting

sekali untuk menentukan apakah hidrat gas akan terbentuk saat gas mengalami *ekspansi* di *upstream* ketika gas berada di *flow line* (jalur pipa). Temperatur fluida di sepanjang pipa bisa saja mengalami perubahan ketika pada jalur pipa transmisi melewati suatu sungai, bawah tanah, atau bahkan di kedalaman laut sekalipun sehingga perubahan temperatur akan menyebabkan terbentuknya hidrat gas.

Terjadinya hidrat gas pada suatu kondisi operasi tertentu telah dapat diprediksikan. Ada beberapa metode yang dapat digunakan untuk memprediksi pembentukan hidrat gas. Salah satunya yang umum digunakan adalah dengan penggunaan metode *katz*. Pada saat ini telah berkembang beberapa korelasi untuk menentukan kondisi pembentukan hidrat gas. Istilah “lebih baik mencegah daripada mengobati” tampaknya berlaku juga untuk kasus pembentukan hidrat gas. Biaya untuk menanggulangi hidrat ketika hidrat gas sudah terjadi akan menjadi relatif lebih mahal. Selain itu pipa yang tersumbat ketika remediasi hidrat gas tidak akan dipakai untuk mengalirkan gas dengan segera. Sehingga upaya pencegahan terbentuknya hidrat gas pada kondisi yang rawan terjadinya hidrat gas perlu dilakukan. Pencegahan dapat dilakukan dengan cara menjaga kondisi operasi berada di luar kondisi terjadinya hidrat gas.

Penelitian ini bertujuan untuk Memprediksi pembentukan hidrat gas dengan pengaruh *Joule-Thomson Effect* yang diakibatkan oleh *choke performance*. Penelitian ini diharapkan dapat memberikan suatu informasi tentang pembentukan hidrat gas dan cara pencegahannya.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Hidrat gas adalah senyawa kristal yang terjadi ketika molekul gas kontak dengan air pada tekanan dan temperatur tertentu. Hidrat gas terbentuk ketika molekul gas masuk ke dalam “kurungan” ikatan hidrogen pada air. Sifat fisik hidrat gas mirip dengan es, tetapi hidrat dapat terbentuk pada temperatur di atas 0°C pada sistem bertekanan. Hidrat gas yang umum ditemukan terdiri dari molekul air dan gas ringan, seperti metana, etana, propana, karbon dioksida, dan hidrogen sulfida. Jika hidrat gas terbentuk pada *interface* gas-air, pertumbuhan hidrat gas berlangsung dengan cepat pada saat molekul air dan gas tersedia dalam jumlah melimpah. Hal inilah yang menyebabkan penyumbatan pipa oleh hidrat gas terjadi ketika *re-start-up* di mana turbulensi dan pengadukan aliran mempertinggi

fluks molekul gas dan air. Hidrat gas dapat terbentuk dengan mudah di aliran *downstream* dari *choke* ketika temperatur fluida menurun hingga mencapai daerah pembentukan hidrat gas berdasarkan efek pendinginan *Joule-Thomson*.



Gambar 1. Hidrat gas yang terbentuk pada aliran pipa gas

Adanya endapan hidrat gas pada komponen-komponen tersebut diatas, dapat menghambat aliran fluida dari lubang sumur maupun pada pipa-pipa di permukaan bahkan menghentikan produksi lapangan atau produksi sumur gas. Selain itu, hal tersebut juga membahayakan karena bisa menyebabkan pipa pecah jika alat pengaman pipa tidak bekerja dengan baik atau alat tidak mampu mengatasi tekanan dari fluida *reservoir* (Sloan, 2008).

2.1 Metode *Katz*

Kurva pembentukan hidrat gas untuk campuran gas diperoleh dengan menggunakan metode *Katz* yang akan ditunjukkan pada bagian ini. Metode ini awalnya dikembangkan oleh *Carson* dan *Katz* (1942), meskipun data tambahan dan grafik telah dicetak ulang sejak saat itu. Dalam metode ini, temperatur pembentukan hidrat gas dapat diprediksi dengan menggunakan konstanta kesetimbangan uap-padat (hidrat), *Kvs* (Campbell, 2004)

Diasumsikan bahwa komponen pembentuk hidrat gas hanya hidrokarbon dalam gas alam dengan jumlah atom karbon tidak lebih dari empat, karbon dioksida, dan hidrogen sulfida. Komponen hidrokarbon dengan jumlah atom karbon lebih dari empat, nitrogen, dan komponen lainnya yang mungkin ada dalam gas alam dikelompokkan sebagai komponen bukan pembentuk hidrat sehingga nilai *Kvs* komponen tersebut dijadikan sebagai tak terhingga (∞). Perhitungan temperatur pembentukan hidrat pada suatu tekanan yang diberikan dilakukan dalam

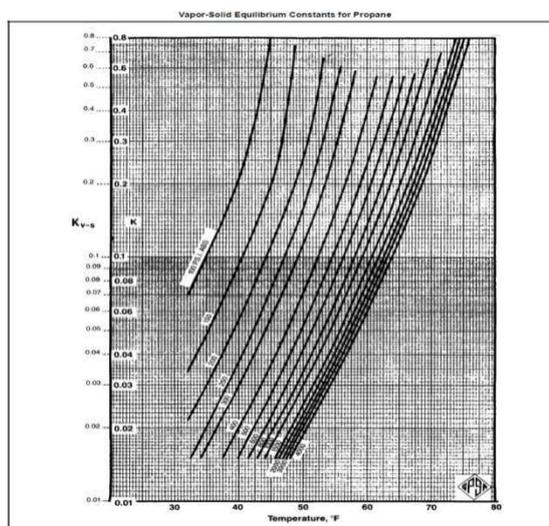
cara yang sama seperti perhitungan titik embun pada kesetimbangan gas – cair.

$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{y_i}{K_{vs_i}} \right) = 1.0 \dots \dots \dots (1)$$

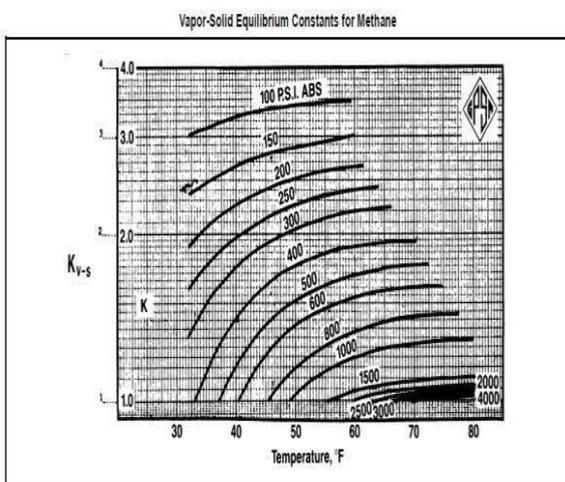
Dimana :

- y = fraksi mol komponen
- K_{vs} = konstanta kesetimbangan gas – padat
- i = komponen *identifier*

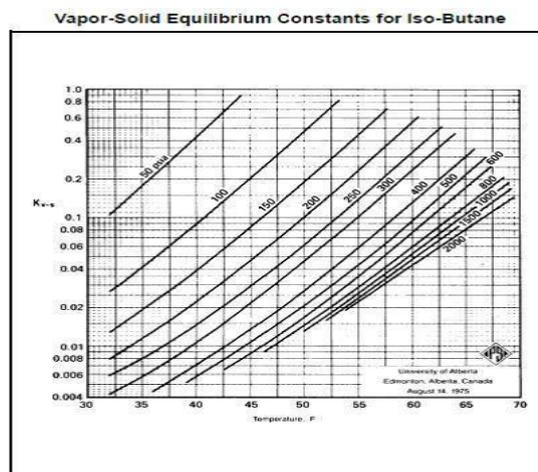
Temperatur muncul secara *implisit* dalam fungsi K_{vs} . Perhitungan dilakukan dengan prosedur literasi sampai konvergensi tercapai. Perlu diketahui bahwa metode ini hanya berlaku untuk campuran multi komponen (tidak berlaku untuk komponen murni) dengan kadar kecil dari gas asam (acid gas).



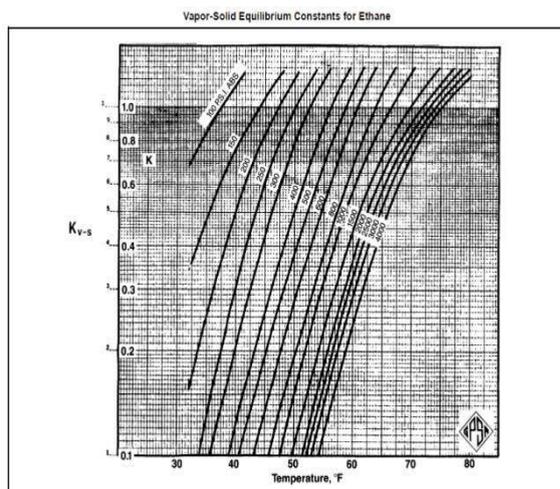
Gambar 4. Nilai K_{vs} propane



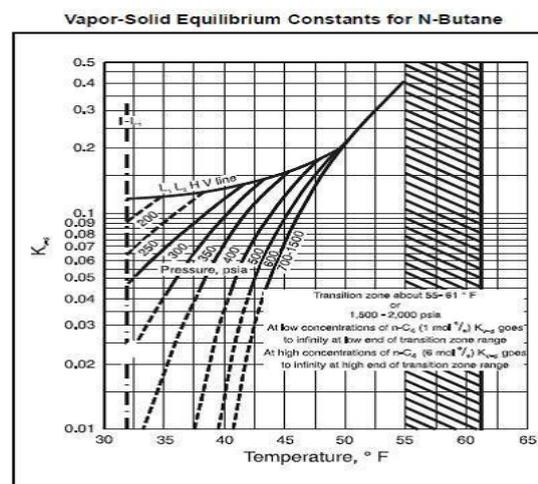
Gambar 2. Nilai K_{vs} methane



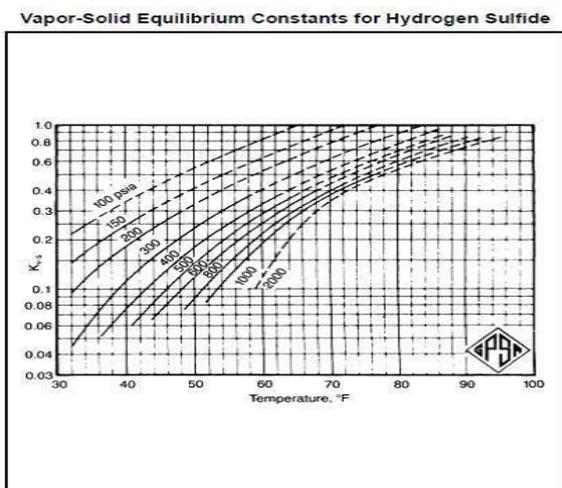
Gambar 5. Nilai K_{vs} iso-butane



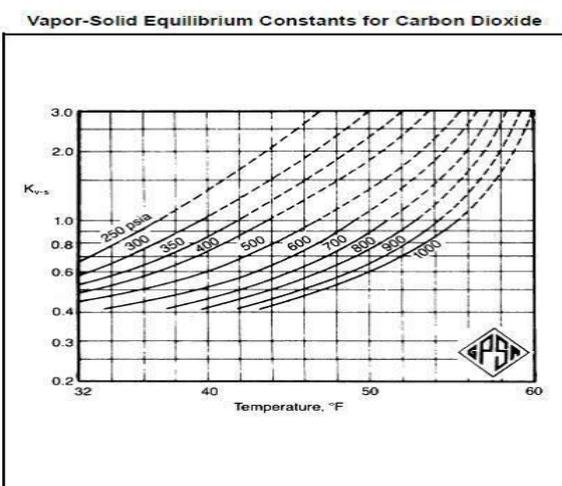
Gambar 3. Nilai K_{vs} ethane



Gambar 6. Nilai K_{vs} N-butane



Gambar 7. Nilai K_{vs} hydrogen sulfide



Gambar 8. Nilai K_{vs} Carbon Dioxide

2.2 Koefisien Joule-Thomson

Yang di ukur secara eksperimen yaitu :

$$\mu_{JT} = \lim_{\Delta P \rightarrow 0} \frac{T_2 - T_1}{P_2 - P_1} \dots \dots \dots (2)$$

Yang akan terjadi, dengan mempertimbangkan bahwa proses ini *isoenthalpic*:

$$\mu_{JT} = \left(\frac{\delta T}{\delta P} \right)_H \dots \dots \dots (3)$$

Dan akhirnya, koefisien *Joule-Thomson* untuk gas yang memenuhi persamaan *Van Der Waals* adalah:

$$\mu_{JT} = \frac{2a}{RT} - \frac{b}{C_p} \dots \dots \dots (4)$$

3. METODE PENELITIAN

Metode perhitungan yang di lakukan dalam penelitian prediksi pembentukan hidrat gas ini yaitu menggunakan metode *katz*.

3.1 Analisa Prediksi Pembentukan Hidrat Gas

Dalam penentuan kondisi pembentukan hidrat gas ini di gunakan metode *katz*. Dalam metode ini, temperatur pembentukan hidrat gas dapat di prediksi dengan menggunakan konstanta kesetimbangan uap-padat (K_{vs}). Temperatur pembentukan hidrat gas tercapai jika $\sum(y_i/K_{vs})=1$. Digunakan *trial and error* dalam penentuan temperatur pembentukan hidrat gas pada tiap tekanan (100-1000 Psia). Setelah dapat temperatur pembentukan hidrat gas pada setiap tekanan maka selanjutnya di buat kurva pembentukan hidrat gas.

3.2 Analisa Koefisien Joule-Thomson

Analisa koefisien *Joule-Thomson* ini di gunakan untuk mengetahui apakah kondisi di sumur x berpotensi terjadi hidrat gas atau tidak. adanya perbedaan tekanan dari dalam sumur yaitu pada *tubing* yang tinggi dan pada *flowline* yang rendah, sehingga terjadi *ekspansi* tekanan dari *tubing* ke *flowline*. sehingga terjadi penurunan temperatur pada *flowline*. maka dari itu kita harus mengetahui temperatur pada *flowline* apakah berpotensi atau tidak terbentuknya hidrat gas.

3.3 Intepretasi Data dan Informasi

Data – data hasil studi mencakup semua data yang dibutuhkan untuk perhitungan prediksi pembentukan hidrat gas. Pengambilan data dilakukan di lokasi sampling yang mempresentasikan kondisi fluida. Data – data yang diperoleh dari pengambilan sampling di lapangan, diantaranya adalah:

- a. Data parameter operasional (temperatur dan tekanan) sumur x
- b. Data komposisi fluida gas *Field* Bunyu

3.3.1 Analisa Fluida Gas Sumur x

Dimana diketahui temperatur pada *tubing* yaitu 54.8 °C.

Data tekanan pada sumur x tanggal 26 JUNI s/d 25 JULI dapat diketahui pada Tabel 1 berikut:

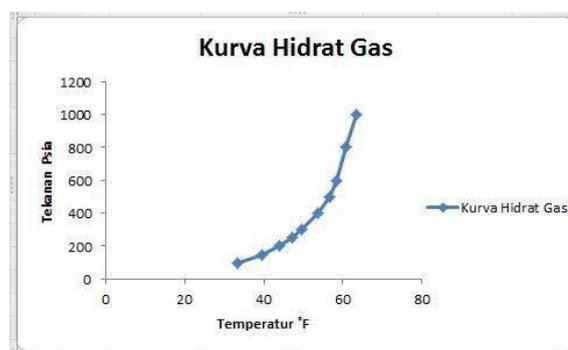
Tabel 1. Data Tekanan sumur x

Tanggal	Sumur	status	Tekanan (psi)			
			Casing	Tubing	Flowline	Separator
26-Juni	X	SA 13	400	2660	170	34
27-Juni	X	SA 13	1600	2578	167	40
28-Juni	X	SA 13	1600	2578	167	40
29-Juni	X	SA 13	2150	2295	140	34
30-Juni	X	SA 13	2090	2007	135	34
1-Juli	X	SA 13	2090	2007	135	34
2-Juli	X	SA 13	1852	1852	125	30
3-Juli	X	SA 13	1900	1852	125	30
4-Juli	X	SA 13	1830	1747	120	30
5-Juli	X	SA 13	1830	1747	120	30
6-Juli	X	SA 13	1650	1552	110	28
7-Juli	X	SA 13	1650	1552	110	28
8-Juli	X	SA 13	1520	1443	110	36
9-Juli	X	SA 13	1520	1443	110	36
10-Juli	X	SA 13	1400	1311	100	32
11-Juli	X	SA 13	1400	1311	100	32
12-Juli	X	SA 13	1300	1246	90	33
13-Juli	X	SA 13	1300	1246	90	33
14-Juli	X	SA 13	1300	1246	90	33
15-Juli	X	SA 13	1100	989	105	36
16-Juli	X	SA 13	1100	989	105	36
17-Juli	X	SA 13	1100	989	105	31
18-Juli	X	SA 13	990	816	103	36
19-Juli	X	SA 13	800	700	100	33
20-Juli	X	SA 13	800	700	100	33
21-Juli	X	SA 13	800	700	100	33
22-Juli	X	SA 13	700	558	90	30
23-Juli	X	SA 13	700	558	90	30
24-Juli	X	SA 13	600	491	85	30
25-Juli	X	SA 13	550	325	125	29

Tabel 3. Hasil analisa temperatur pembentukan hidrat gas pada tekanan 100-1000 Psia

P(Psia)	T(°F)	T(°C)
100	33.2609	0.7005
150	39.4996	4.1665
200	43.8580	6.5878
250	47.2707	8.4837
300	49.5202	9.7335
400	53.5632	11.9795
500	56.5350	13.6306
600	58.4007	14.6671
800	60.8200	16.0111
1000	63.4579	17.4766

Dari hasil analisa seperti yang ditunjukkan pada Tabel diatas. Dapat dibuat kurva pembentuk hidrat gas sebagai berikut:



Gambar 9. Kurva pembentuk hidrat gas

3.3.2 Analisa Komposisi Gas Field Bunyu

Komposisi fluida gas field bunyu dapat di lihat pada tabel berikut:

Tabel 2. Komposisi fluida gas

Komposisi	Satuan	Bulan April
Metana	C1	% Mol 81.1174
Etana	C2	% Mol 3.9125
Propana	C3	% Mol 3.3498
Iso Butana	iC4	% Mol 0.8353
N- Butana	nC4	% Mol 1.2338
Iso Pentana	iC5	% Mol 0.4927
N-Pentana	nC5	% Mol 0.4277
Heksana	C6+	% Mol 1.0306
Nitrogen	N ₂	% Mol 0.1120
Karbondioksida	CO ₂	% Mol 7.4880
Hidrogen Sulfida	H ₂ S	% Mol -
Total	% Mol	100.00
Gross Heating Value (GHV)	BTU/SCF	1129.9481
S.G (Air =1)		0.7354

Gambar di atas merupakan kondisi temperatur pembentuk hidrat gas pada berbagai tekanan (100-1000 Psia).

4.2 Koefisien *Joule-Thomson*

Data lapangan mengenai kondisi operasi gas Field Bunyu menggunakan data operasional gas pada sumur x. Pemilihan data operasional gas pada sumur x sebagai data observasi dikarenakan kondisi tekanan pada *tubing* yang tinggi dan pada *flowline* yang rendah, sehingga terjadi *ekspansi* tekanan dari *tubing* ke *flowline* tersebut memberikan peluang terjadinya pembentukan hidrat gas pada *flowline*. Data fisik tiap gas dapat dilihat pada Tabel 4 dan Tabel 5 berikut:

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Pembentukan Hidrat Gas

Dari hasil perhitungan untuk menentukan prediksi pembentukan hidrat gas dengan metode *Katz* diperoleh temperatur pembentukan hidrat gas pada kisaran tekanan antara 100-1000 Psia yang diperoleh dapat dilihat pada Tabel 3 :

Tabel 4. Data fisik gas

komponen	%mole	yi	Mi	yi.Mi	Pc		yi.Pc	Tc K	yi.Tc
					Pa	kPa			
H2O	0.0000	0.00000	18.015	0.000	21940000	21940	0.0000	647.13	0.0000
H2S	0.0000	0.00000	34.082	0.000	9000000	9000	0.0000	373.53	0.0000
CO2	7.4880	0.07488	44.010	3.295	7390000	7390	553.3632	304.21	22.7792
N2	0.1120	0.00112	28.014	0.031	3390000	3390	3.7968	126.2	0.1413
C1	81.1174	0.81117	16.043	13.014	4590000	4590	3723.2887	190.564	154.5806
C2	3.9125	0.03913	30.070	1.176	4850000	4850	189.7563	305.32	11.9456
C3	3.3498	0.03350	44.097	1.477	4210000	4210	141.0266	396.83	13.2930
i-C4	0.8353	0.00835	56.108	0.469	4040000	4040	33.7461	419.95	3.5078
n-C4	1.2338	0.01234	58.123	0.717	3770000	3770	46.5143	425.12	5.2451
i-C5	0.4927	0.00493	70.134	0.346	3560000	3560	17.5401	464.78	2.2900
n-C5	0.4277	0.00428	72.150	0.309	3360000	3360	14.3787	469.7	2.0089
C6+	1.0306	0.01031	86.177	0.880	3040000	3040	31.3302	507.6	5.2313
Σ	100.000	1.00000		21.722			4754.7330		221.0230

Catatan:Nilai Mi,Pc,danTc diambil dari buku perry's

Tabel 5. Data fisik gas

komponen	%mole	yi	(Mcp) i		yi. (Mcp) i	
			0°C	150°C	0°C	150°C
H2O	0.0000	0.00000	33.49	34.45	0.00000	0.00000
H2S	0.0000	0.00000	33.92	35.97	0.00000	0.00000
CO2	7.4880	0.07488	35.91	42.44	2.68894	3.17791
N2	0.1120	0.00112	29.12	29.31	0.03261	0.03283
C1	81.1174	0.81117	34.84	41.96	28.26130	34.03686
C2	3.9125	0.03913	49.34	68.58	1.93043	2.68319
C3	3.3498	0.03350	68.34	99.04	2.28925	3.31764
i-C4	0.8353	0.00835	89.36	131.25	0.74642	1.09633
n-C4	1.2338	0.01234	91.83	131.17	1.13300	1.61838
i-C5	0.4927	0.00493	109.35	161.51	0.53877	0.79576
n-C5	0.4277	0.00428	111.88	160.69	0.47851	0.68727
C6+	1.0306	0.01031	132.3	191.41	1.36348	1.97267
Σ	100.000	1.00000	819.680	1127.780	39.46272	49.41884

Catatan:Nilai Mcp diambil dari buku "fundamentals of natural gas processing"

Tabel 4. dan Tabel 5. di atas merupakan data fisik dari setiap komponen gas yang di gunakan untuk menghitung koefisien *Joule-Thomson*. Hasil perhitungan untuk mendapatkan koefisien *Joule-Thomson* dapat di lihat pada Tabel 6 berikut:

Tabel 6. Hasil perhitungan

No.	Variabel Perhitungan	Keterangan	Nilai	Satuan
1.	T _{up}	T _{Tubing}	327.95	K
2.	Tc	Diperoleh dari tabel 4	221.023	K
3.	Pc	Diperoleh dari tabel 4	4754.733	Kpa
4.	R	Tetapan gas	8.314	kJ/kmol K
5.	Cp (0°C)	Diperoleh dari tabel 5	39.46272	kJ/kmol K
6.	Cp (150°C)	Diperoleh dari tabel 5	49.41884	kJ/kmol K
7.	Cp (54.8°C)	Interpolasi	43.10002	kJ/kmol K
8.	a	27 R ² Tc ² / 64 Pc	299.6074684	
9.	b	R Tc / 8 Pc	0.048309369	
10.	μ _{JT}	$\mu_{JT} = \frac{\left(\frac{2a}{RT}\right) - b}{C_p}$	0.003972018	K/Kpa

$$\mu_{JT} = \left(\frac{\delta T}{\delta P}\right) \dots \dots \dots (5)$$

$$\delta T = \mu_{JT} \delta P \dots \dots \dots (6)$$

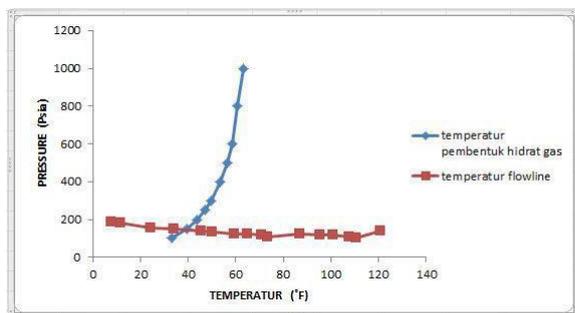
$$T_{down} = T_{up} - \delta T \dots \dots \dots (7)$$

Hasil perhitungan nilai temperatur pada *flowline* (T_{down}) dapat dilihat pada Tabel 7 berikut:

Tabel 7. Nilai temperatur pada *flowline* (T_{down})

Pup(Psia)	Tup (°F)	Pdown(psia)	Tdown (°F)	T down (°C)
2675.7	130.64	185.7	7.70753	-13.49582
2593.7	130.64	182.7	11.60780	-11.32900
2593.7	130.64	182.7	11.60780	-11.32900
2310.7	130.64	155.7	24.24664	-4.30742
2105.7	130.64	150.7	34.12073	1.17818
2105.7	130.64	150.7	34.12073	1.17818
1867.7	130.64	140.7	45.37720	7.43178
1867.7	130.64	140.7	45.37720	7.43178
1762.7	130.64	135.7	50.31425	10.17458
1762.7	130.64	135.7	50.31425	10.17458
1567.7	130.64	125.7	59.44778	15.24877
1567.7	130.64	125.7	59.44778	15.24877
1458.7	130.64	125.7	64.82916	18.23842
1458.7	130.64	125.7	64.82916	18.23842
1326.7	130.64	115.7	70.85236	21.58465
1326.7	130.64	115.7	70.85236	21.58465
1261.7	130.64	105.7	73.56774	23.09319
1261.7	130.64	105.7	73.56774	23.09319
1261.7	130.64	105.7	73.56774	23.09319
1004.7	130.64	120.7	86.99650	30.55361
1004.7	130.64	120.7	86.99650	30.55361
1004.7	130.64	120.7	86.99650	30.55361
831.7	130.64	118.7	95.43886	35.24381
715.7	130.64	115.7	101.01772	38.34318
715.7	130.64	115.7	101.01772	38.34318
715.7	130.64	115.7	101.01772	38.34318
573.7	130.64	105.7	107.53462	41.96368
573.7	130.64	105.7	107.53462	41.96368
506.7	130.64	100.7	110.59559	43.66422
340.7	130.64	140.7	120.76591	49.31439

Tabel 7 di atas merupakan hasil dari perhitungan nilai temperatur pada *flowline* (T_{down}) yang didapatkan.sehingga selanjutnya di buat kurva hubungan antara temperatur *flowline* (T_{down}) dengan temperatur pembentuk hidrat gas untuk mengetahui apakah terdapat potensi terjadinya hidrat gas pada *flowline*.



Gambar 10. Kurva hubungan antara temperatur *flowline* (T_{down}) dengan temperatur pembentuk hidrat gas

Dari kurva di atas terlihat beberapa kondisi temperatur *flowline* berada di atas kurva temperatur pembentuk hidrat gas yang artinya kondisi tersebut berpotensi terjadi hidrat gas. Maka harus ada langkah pencegahan yang dilakukan.

4.3 Alternatif pemecahan masalah

Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya bahwa hidrat gas merupakan masalah yang serius maka perlu dilakukan tindakan-tindakan untuk mengatasi masalah hidrat gas tersebut. Berikut merupakan penjelasan singkat mengenai metode yang digunakan untuk menanggulangi hidrat:

a. Injeksi Kimia / *Chemical Inhibition*

Zat kimia diinjeksi ke dalam aliran gas untuk menurunkan titik beku air sehingga hidrat tidak terbentuk. Zat kimia yang digunakan antara lain *methanol*, *monoethylene glycol* (MEG), *diethylene glycol* (DEG), atau *triethylene glycol* (TEG) yang bersifat larut dalam air. Zat kimia yang umum digunakan di lapangan adalah *methanol*, dimana *methanol* lebih murah dibanding dengan senyawa *glycol*. Pada metode ini zat kimia tidak diambil dan dipakai kembali. Jumlah zat kimia yang diinjeksi ke dalam gas tergantung dari jumlah air yang terkondensasi ketika temperatur gas turun. Hal ini juga dipengaruhi oleh temperatur lingkungan dimana pipa dipasang.

b. Dehidrasi Gas / *Gas Dehydration*

Dehidrasi adalah proses untuk memisahkan uap air dari aliran gas. Proses dehidrasi ini juga dikenal sebagai proses pengeringan. Prinsip dehidrasi adalah mempertemukan gas dengan zat yang bisa mengikat air dari gas. Setelah beberapa saat, zat tersebut akan jenuh oleh uap air sehingga tidak dapat menyerap uap air dari gas. Maka untuk

dapat menggunakan zat kimia tadi, uap air dibuang dengan cara menguapkan kembali uap air dari zat kimia dan dibuang ke atmosfer. Berikut beberapa metode dehidrasi yang digunakan :

1. Adsorpsi dengan zat kimia. Pada metode ini, uap air diambil dengan kontak antara gas dengan liquid yang bersifat *higroskopis* (suka air/menyerap air). Pada metode ini TEG sangat efektif digunakan karena titik didih yang tinggi sehingga aman ketika diregenerasi.
2. Adsorpsi dengan material padat. Adsorpsi merupakan kemampuan material untuk menahan gas atau liquid di permukaannya. Pada sistem ini, uap air dari gas akan terkumpul pada permukaan padatan. Padatan yang umum digunakan adalah *silica gel*, *alumina* dan *silicate*. Sistem ini kurang efektif pada jumlah aliran gas yang besar karena membutuhkan tempat yang luas dan untuk regenerasinya relatif lama. Sistem ini juga digunakan untuk mengeringkan udara bertekanan dari uap air. Proses yang kecil namun sangat penting dalam proses produksi minyak dan gas.
3. Refrigerasi atau *Cooling* Kemampuan gas alam untuk mengandung uap air ketika temperatur diturunkan pada tekanan tetap maka akan menurun. Sistem ini akan efektif jika temperatur gas awalnya tinggi dan proses ini tidak bisa berdiri sendiri. Biasanya dengan digabung dengan metode injeksi kimia yang zat kimia akan di-*recover* kembali.

5. KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan yang didapat pada penelitian ini yaitu sebagai berikut :

1. Dari hasil perhitungan prediksi pembentukan hidrat gas didapatkan bahwa kondisi operasi *flowline* pada sumur x berpotensi terjadi pembentukan hidrat gas pada beberapa temperatur.
2. Dalam kasus ini tidak pernah ditemukan hidrat gas dilapangan dikarenakan suhu lingkungan yang tinggi sehingga terjadi pertukaran panas dari lingkungan ke sistem (*flowline*) akibatnya pembentukan hidrat gas dapat terhindar.
3. Pencegahan pembentukan hidrat dapat dilakukan dengan cara *chemical inhibition* dan *gas dehydration*.

Kemudian untuk sarannya mungkin dikemudian hari ada yang meneruskan penelitian

ini dengan melakukan perhitungan dengan metode lain seperti metode pendekatan untuk *Sweet Gases*, metode *Trakell-Campbell* untuk gas bertekanan tinggi, dan metode *McLeod-Campbell* untuk *Sweet Gas* bertekanan sangat tinggi.

DAFTAR PUSTAKA

- _____, 2004, GPSA Engineering Data Book 12th Edition, Section Gas Dehydration, Gas Processors Supplier Association.
- Campbell, John M., 2004, Gas Conditioning and Processing Vol.1, John M. Campbell Company, Oklahoma, USA.
- Kidney, A. J., and Parrish, W. R., 2006, Fundamentals of Natural Gas Processing, Taylor and Francis Group, New York.
- Perry, R. H. and Green, D. W., 1999, "Perry's Chemical Engineers' Handbook", 7th ed., McGraw-Hill Book Company Inc., New York.
- Sloan, E.D., and Koh, C. A., 2008, Clathrate Hydrates of Natural Gases, 3rd Edition, Gulf Professional Publishing, New York.