



ANALISIS CONSTANT COMPOSITION EXPANSION (CCE) DRY GAS MENGGUNAKAN PVT LONG WINDOW CELL PADA SUMUR X

Rahayu Dwi Christanti¹, Diyah Rosiani^{1*}, Edi Untoro¹

¹Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu, Indonesia

*E-mail: diyahrosiani@gmail.com

ABSTRAK

Uji laboratorium *Pressure Volume Temperatur* (PVT) digunakan untuk mengetahui perilaku fasa dan sifat cairan. Informasi utama dari tes PVT adalah rasio volume fasa pada kondisi reservoir terhadap kondisi permukaan. Reservoir yang dalam tahap eksplorasi berupa fasa gas atau fasa minyak, pada waktu setelah produksi kemungkinan akan terbagi menjadi dua fasa. Perubahan fasa akibat adanya perubahan tekanan dan suhu, penekanan sifat fisik pada perilaku tekanan, volume dan suhu. *Constan Composition Expansition* (CCE) merupakan hubungan tekanan-volume yang dilakukan di hampir semua studi PVT terlepas dari jenis fluidanya. Analisa CCE pada dry gas akan didapatkan volume gas sesuai dengan tekanan yang ditentukan, volume yang didapatkan digunakan untuk mengetahui relative volume dimana perbandingan volume pada tekanan tertentu dengan volume pada tekanan saturasi, kompresibilitas gas, faktor volume formasi gas (Bg). Pada *quality control* didapatkan sampel yang sesuai dengan tekanan separator yaitu tabung G0304. Tekanan reservoir sampel dry gas pada 424 psig dan temperatur 111°F. Dengan diketahui tekanan dan temperatur didapatkan volume gas sebesar 141,01, volume relatif 1, faktor deviasi 0,9442, faktor volume formasi gas (Bg) sebesar 0,0346 dari hasil uji CCE.

Kata kunci: tekanan, volume, temperatur, reservoir

ABSTRACT

To optimize production from an oil or gas reservoir, it is very important to have extensive knowledge of the volumetric and phase changes that the reservoir fluid undergoes on its way from the reservoir to the refinery. Reservoirs that are in the exploration stage are in the form of a gas phase or oil phase, at the time after production it may be divided into two phases. Since the fluid from a reservoir will undergo a series of phase changes due to changes in pressure and temperature, it is important to emphasize the physical properties of the pressure, volume, and temperature behavior. The existence of a Pressure Volume Temperature (PVT) laboratory test can help optimize the process of oil production. By knowing the Constant Composition Expansion (CCE) analysis on dry gas, the volume of gas will be obtained according to the specified pressure, the volume obtained can be used to determine the relative volume where the ratio of volume at a certain pressure to volume at saturation pressure, gas compressibility, gas formation volume factor (Bg). In the quality control, samples were obtained in accordance with the separator pressure, namely the G0304 tube. The reservoir pressure of the dry gas sample is at 424 psig and the temperature is 111oF. By knowing the pressure and temperature, the gas volume is 141.01, the relative volume is 1, the deviation factor is 0.9442, and the gas formation volume factor (Bg) is 0.0346 from the CCE test results.

Keywords: pressure, volume, temperature, reservoir

1. PENDAHULUAN

Reservoir yang dalam tahap eksplorasi berupa fasa gas atau fasa minyak, pada waktu setelah produksi kemungkinan akan terbagi menjadi dua fasa. Adanya banyak ruang yang tersedia untuk fluida reservoir yang tersisa, tekanan akan menurun dan setelah beberapa waktu akan mencapai tekanan saturasi, di mana kedua fasa (gas atau minyak) mulai terbentuk [1].

Studi fluida PVT reservoir dirancang untuk mensimulasikan aliran fluida minyak dan gas dari reservoir ke permukaan. Jalur produksi fluida dari reservoir ke permukaan disimulasikan di laboratorium pada suhu reservoir. Selama proses ini, tekanan *dew point* diukur. Demikian juga, volume minyak dan jumlah gas yang dilepaskan diukur dan digunakan untuk menentukan FVF (B_o) minyak dan larutan GOR (R_s) sebagai fungsi tekanan. Sifat PVT inilah yang umum digunakan untuk menyatakan perilaku volumetrik fluida reservoir sebagai fungsi dari tekanan dan temperatur. Sifat PVT yang penting adalah tekanan saturasi pada suhu reservoir. Pada saat tekanan reservoir mencapai tekanan saturasi dan kedua fasa mulai terbentuk, komposisi aliran sumur yang dihasilkan kemungkinan besar akan berubah karena produksi terutama berasal dari zona gas atau cair [1].

Tes PVT dirancang untuk mempelajari dan mengukur perilaku fasa dan sifat fluida reservoir pada kondisi pemulihan yang disimulasikan. Fluida reservoir harus diambil sampelnya sedini mungkin selama masa produksi. Perbandingan kedua fasa yang mengalir ke dalam sumur umumnya tidak sama dengan yang terbentuk di reservoir. Oleh karena itu, pengumpulan sampel yang representatif menjadi sangat penting [2].

Pengambilan sampel permukaan dilakukan pada produksi sumur baik di kepala sumur, sebagai sampel yang mewakili aliran campuran produksi, atau sebagai pemisah sampel gas dan cairan dari separator. Selama tekanan reservoir tidak pernah di bawah te-

kanan saturasi, dan satu sampel fasa mengalir ke dalam botol sampel, peluang untuk mengumpulkan sampel yang representatif masih tinggi [2].

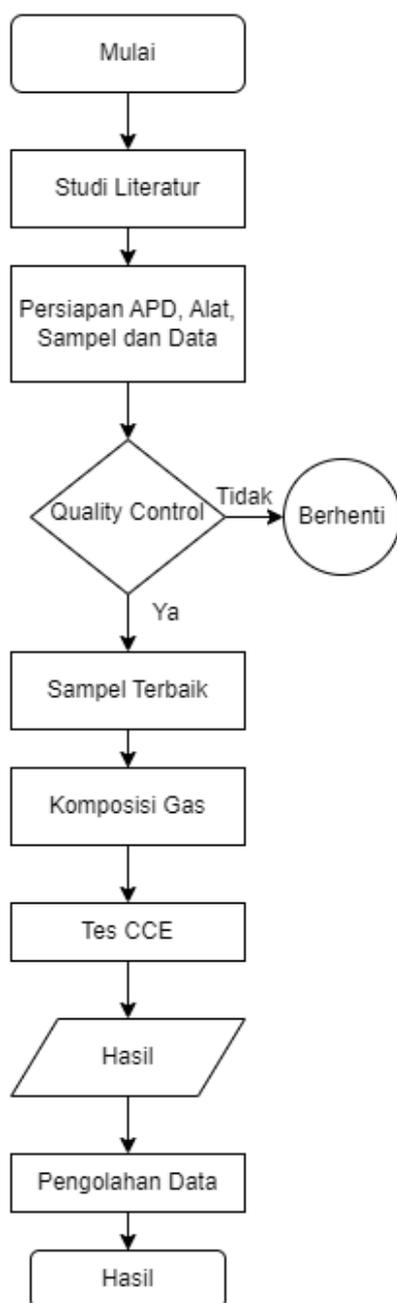
Constant Composition Expansion (CCE) merupakan hubungan tekanan-volume yang dilakukan di hampir semua studi PVT terlepas dari jenis fluidanya. Tes CCE digunakan untuk mengukur cairan total volume dan kompresibilitas pada berbagai tekanan melampaui kondisi reservoir awal. Untuk melakukan tes CCE, sebuah sel diisi dengan massa yang diketahui fluida reservoir di atas kondisi tekanan saturasi, memastikan bahwa cairan dalam fase tunggal. Kemudian, volumenya campuran meningkat secara bertahap di bawah tekanan saturasi dengan mengurangi tekanan pada suhu konstan. Pada setiap langkah, keseimbangan harus diperoleh dan volume total pada setiap langkah tekanan dicatat. Ketika di bawah titik gelembung, volume yang diukur akan meningkat lebih cepat karena gas berevolusi dari minyak, menghasilkan kompresibilitas fluida yang lebih tinggi. Dalam tes CCE, tidak ada cairan yang dikeluarkan dari sel sampai akhir tes dan suhu dijaga konstan selama percobaan [3].

Tujuan dari penelitian ini untuk mengetahui sifat fisik fluida reservoir dengan adanya pengaruh terhadap tekanan, volume dan temperatur. Pengujian CCE dilakukan untuk mengetahui tekanan *dew point*nya. Tekanan *dew point* ini yang akan digunakan untuk perhitungan Z-faktor, kompresibilitas gas, faktor volume formasi gas (B_g). Sifat fisik fluida reservoir dapat membantu mendesain surface facilities berdasarkan komposisi senyawa HC yang terproduksi.

2. METODE

Alur penelitian dapat dilihat dalam **Gambar 1**. Penelitian diawali dengan mempersiapkan alat pada pengujian CCE yaitu PVT *long window cell*, tabung, pompa, *tubing*, *pressure gauge*. Sampel yang telah di ambil dari lapangan akan dilakukan pengujian lang-

sung di laboratorium PVT. Pengambilan sampel fluida reservoir terbagi menjadi dua yaitu: *surface sampling* dan *bottomhole sampling*.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

Selanjutnya dilakukan *quality control* dari sampel yang diambil di separator. Sampel yang sudah diambil di separator dilakukan validasi dengan tujuan untuk memastikan bahwa sampel yang diambil valid atau kua-

litasnya baik. Langkah pertama untuk proses validasi yaitu *opening pressure* gas dengan memasang *pressure gauge* pada tabung gas. Kemudian *valve* tabung gas dibuka maka tekanan dibotol gas harus sama dengan tekanan separator saat sampling. Jika tekanan gas tidak sesuai maka sampel dinyatakan tidak valid. Sampel dikatakan valid apabila tekanan didalam tabung gas sama dengan tekanan separator pada saat sampling. Apabila sampel dikatakan valid akan dilanjutkan proses selanjutnya dan sebagian kecil atau beberapa cc akan di gunakan untuk proses komposisi gas. Setelah sampel dikatakan valid maka dilanjutkan Analisa [4].

Setelah dilakukan *Quality Control* maka langkah selanjutnya yaitu menentukan sampel yang terbaik sesuai dengan data pengambilan sampel waktu di lapangan. Dengan mengetahui *opening pressure* pada tabung sama dengan *pressure* separator maka sampel dikatakan valid dan siap untuk dilakukan analisa lebih lanjut [4].

Sampel yang valid dan siap digunakan maka beberapa cc sampel akan diambil untuk mengetahui kandungan apa saja yang terdapat pada sampel sehingga dengan mengetahui kandungan fraksinya. Komposisi sampel dilakukan di laboratorium komposisi dengan menggunakan gas *chromatography*. Kandungan fraksi pada sampel dapat digunakan untuk menghitung kompresibilitas gas dan FVF.

Analisis CCE selanjutnya untuk mengetahui perubahan volume minyak/ kondensat karena adanya perubahan tekanan pada temperatur reservoir, menentukan tekanan dew point (dp). Sampel yang awalnya dimasukkan kedalam *cell* melalui proses *transferring*, lalu dipanaskan dengan temperatur yang sesuai dengan reservoir. Setelah sampel sesuai dengan temperatur reservoir maka diberi tekanan 5000 psig, pada tekanan ini volume dicatat. Setelah itu turunkan tekanan secara bertahap dan dilakukan pencatatan setiap penurunan tekanan [4].

Setelah data CCE didapatkan maka selanjutnya adalah analisis data. Data akan diolah menggunakan rumus perhitungan dengan menggunakan software, namun pada pe-

ngujian kali ini hanya menggunakan excel. Dari hasil pengolahan data akan didapatkan nilai Volume Relatif, Z-Faktor, Faktor Volume Formasi (Bg).

Hubungan yang lebih tepat antara variabel P, V, dan T, faktor koreksi yang disebut faktor kompresibilitas gas, faktor deviasi gas, atau faktor-Z, harus dimasukkan ke dalam Pers. (1) untuk menjelaskan penyimpangan gas dari ideal. Persamaan tersebut memiliki bentuk sebagai berikut [5] :

$$pV = znRT \tag{1}$$

Faktor kompresibilitas gas Z adalah kuantitas tak berdimensi dan didefinisikan sebagai rasio volume aktual n-mol gas pada T dan p terhadap volume ideal dari jumlah mol yang sama pada T dan p yang sama, seperti pada Pers. (2) sebagai berikut [5] :

$$z = \frac{V_{aktual}}{V_{ideal}} = \frac{V}{(nRT)/p} \tag{2}$$

Studi faktor kompresibilitas untuk gas alam dari berbagai komposisi telah menunjukkan bahwa faktor kompresibilitas dapat digeneralisasi dengan akurasi yang cukup untuk sebagian besar tujuan rekayasa ketika mereka dinyatakan dalam dua sifat tak berdimensi yaitu *pseudo-reduced pressure* dan *pseudo-reduced temperature*. Istilah tak berdimensi ini didefinisikan oleh ekspresi pada Pers. (3) dan (4) [5].

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \tag{3}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \tag{4}$$

Sedangkan Ppc dan Tpc dapat dilihat pada Pers. (5) dan (6).

$$P_{pc} = \sum_{i=1} \gamma_i P_{ci} \tag{5}$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1} \gamma_i T_{ci} \tag{6}$$

Faktor volume pembentukan gas adalah hubungan volume gas, yang diukur pada kondisi reservoir, dengan volume gas yang diukur pada kondisi standar, yaitu suhu 60°F dan tekanan 14,7 psia. Sifat gas ini kemudian didefinisikan sebagai volume aktual yang ditempati oleh sejumlah gas tertentu pada tekanan dan suhu tertentu, dibagi dengan volume yang ditempati oleh jumlah gas yang sama pada kondisi standar. Dalam bentuk persamaan, hubungan tersebut dinyatakan sebagai [5] :

$$Bg = \frac{V_{p,T}}{V_{sc}} \tag{7}$$

Dengan asumsi bahwa tekanan pada kondisi standar, maka ekspresi di atas dapat direduksi menjadi hubungan Pers. (8) [4].

$$Bg = 0,02827 \frac{zT(14,65 \text{ psia})}{(1.0)^{1519,67 \text{ oR}} p} = 0,02827 \frac{zT}{p} \frac{ft^3}{scf} \tag{8}$$

Dalam satuan medan lain, faktor volume pembentukan gas dapat dinyatakan dalam bbl/scf, untuk memberikan [5] :

$$Bg = 0,005035 \frac{zT}{p} \tag{9}$$

3. PEMBAHASAN

A. Data Sumur X

Pada saat pengambilan sampel diperlukan data-data untuk analisa lebih lanjut di laboratorium PVT. Adapun data dari lapangan seperti **Tabel 1**. Pada tabel parameter yang akan digunakan untuk analisa CCE yaitu temperatur dan tekanan reservoir.

Tabel 1. Data Sumur X

Company	: PT. Pertamina	Province	: Center Java
Well	: X	Country	: Indonesia
Field	: Cepu		
FORMATION CHARACTERISTICS			

<i>Formation Name</i>	: Cepu Reef		
<i>Date First Well Completed</i>	: 03 April 2022		
<i>Original Reservoir Pressure</i>	: 424	PSIG @	323 Ft
<i>Original Produced Gas Liquid Ratio/GOR</i>	: 30421	SCF / BBL	
<i>Production Rate</i>	: 0,497	MMSCF/Day	
<i>Separator Pressure and Temperature</i>	: 170	Psig and	82 °F
<i>Liquid Gravity at 60 °F</i>	: -	°API	
<i>Datum</i>	: -	Ft. Sub Sea	
WELL CHARACTERISTICS			
<i>Total Depth</i>	: 1622,5	Ft	
<i>Producing Interval</i>	: 322,5-326	Ft	
<i>Last Reservoir Pressure</i>	: 424	psig@	323 Ft
<i>Reservoir Temperature</i>	: 111	°F @	323 Ft
<i>Status of Well</i>	: Suspend		

Quality Control dilakukan untuk memastikan sampel fluida separator representatif. Pengujian dilakukan dengan menentukan *opening pressure* untuk sampel gas separator ataupun sampel *liquid* separator. Sampel gas separator dan *liquid* dikatakan valid jika *opening pressure* sampel gas dan sampel *liquid* sangat dekat dengan tekanan separator pada kondisi ketika sampel diambil di separator. **Tabel 2** merupakan uji kualitas di laboratorium.

Pada kasus ini, hanya sampel gas yang didapatkan di separator karena tidak ada produksi minyak. Berdasarkan pengujian meng-

indikasikan bahwa reservoir tersebut tergolong reservoir *dry gas*. Untuk analisa PVT pada sampel *dry gas* tidak dapat dilakukan analisa secara lengkap dan akan dilakukan sebagian analisis PVT saja. Dari hasil validasi, disimpulkan bahwa *opening pressure* sampel gas separator mendekati kondisi separator yaitu pada tekanan 170 psig pada tabung G0304 dikatakan valid dan dapat dilakukan untuk analisis PVT lebih lanjut. Setelah dilakukan validasi, beberapa sampel akan diambil dengan tujuan untuk analisis komposisi fraksi pada gas dengan menggunakan gas *chromatography*.

Tabel 2. Quality Check di Laboratorium

No Tabung	Waktu Sampling (Menit)	Kondisi Separator		Kondisi Opening di Lab		Kondisi Saturasi		Volume Sampel cc
		Press (Psig)	Temp (°F)	Press (Psig)	Temp (°F)	Press (Psig)	Temp (°F)	
Gas								
G0304	20	170	82	160	-	-	-	20000
G3201	20	170	82	150	-	-	-	20000

Analisa komposisi gas menggunakan gas *chromatography* didapatkan hasil seperti pada **Tabel 3**. Tampak bahwa konsentrasi terbesar terdapat pada komponen metana yaitu sebesar 92 %. Hal ini menunjukkan bahwa sampel termasuk dalam kategori *dry gas*. Pa-

da sampel ini juga terdapat impuritis yaitu karbondioksida dan nitrogen. Dengan mengetahui komposisi dari gas maka didapatkan parameter yang digunakan untuk menghitung nilai Z-faktor pada sampel *dry gas*.

Tabel 3. Data Hasil Uji Gas Chromatography

<i>Component</i>		<i>Mole Percent</i>
<i>Carbon Dioxide</i>	CO ₂	1,6187
<i>Nitrogen</i>	N ₂	0,6064
<i>Methane</i>	C ₁	92,9126
<i>Ethane</i>	C ₂	2,2091
<i>Propane</i>	C ₃	1,1210
<i>Iso-Butane</i>	i-C ₄	0,3706
<i>n-Butane</i>	n-C ₄	0,1026
<i>Iso-Pentane</i>	i-C ₅	0,6615
<i>n-Pentane</i>	n-C ₅	0,0110
<i>Hexanes</i>	C ₆	0,1624
<i>Heptanes</i>	C ₇	0,1440
<i>Octanes</i>	C ₈	0,0637
<i>Nonanes</i>	C ₉	0,0123
<i>Decanes</i>	C ₁₀	0,0041
<i>Undecanes</i>	C ₁₁	0,0000
<i>Dodecane</i>	C ₁₂₊	0,0000

*Calculated Gas Gravity (Air=1,000) = 0,6245

Hasil analisa komposisi maka selanjutnya dilakukan pengujian CCE dengan mentransfer sampel ke dalam PVT *long window cell* dan kemudian dipanaskan hingga suhu reservoir 111 °F. Analisa CCE dilakukan dengan tekanan mulai dari 5000 psig dimana fluida pada kondisi satu fasa. Tekanan akan dikurangi langkah demi langkah dan akan didapatkan volume gas sesuai dengan tekanan yang ditentukan dan akan dicatat untuk setiap penurunan tekanan. Setelah dilakukan pengujian maka hasil uji hubungan tekanan-volume dilakukan perhitungan relative volume, faktor deviasi, faktor volume pembentukan gas ditunjukkan pada **Tabel 4**.

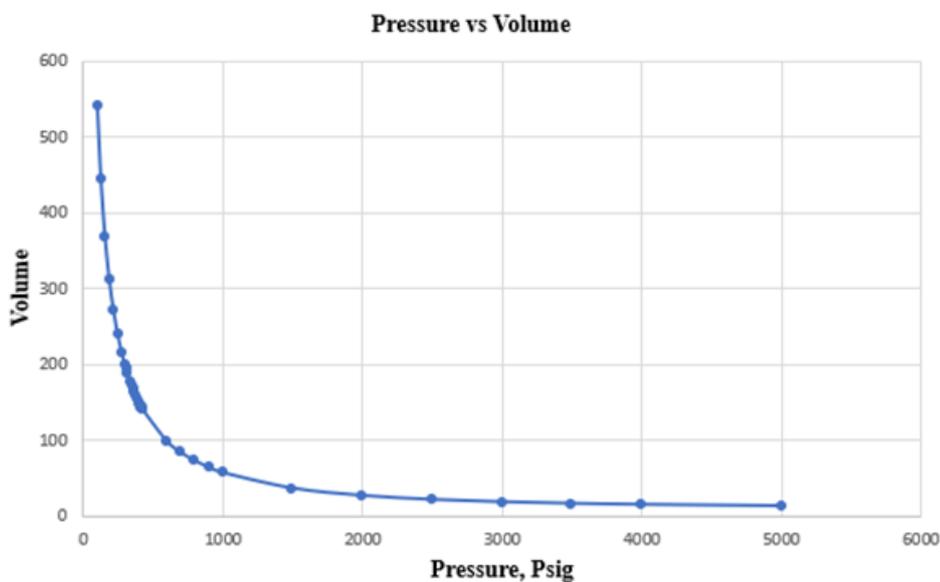
Pada tabel tersebut, tampak bahwa tekanan reservoir pada 424 Psig dan didapatkan volume gas sebesar 141,01, relative volume 1, nilai Z-faktor 0,9442, dan nilai Bg 0,0346 CuFt/scf. Berdasarkan hasil pengujian PV dengan menurunkan tekanan sedikit demi sedikit didapatkan nilai volume pada setiap penurunan tekanan. Volume ini akan digunakan untuk menghitung relative volume dimana perbandingan antara volume pada tekanan tertentu dengan volume tekanan saturasi/reservoir. **Gambar 2** menunjukkan hubungan *pressure* dan volume dimana semakin besar *pressure* maka volume gas semakin menipis.

Tabel 4. Hasil Pengujian Constant Composition Expansion

<i>Pressure</i> Psig	<i>Volume</i>	<i>Relative Volume (V/V)</i>	<i>Defiation Factor Z</i>	<i>Gas Formation Volume Factor BG (ft³/SCF)</i>
5000	12,67	0,089852	0,9672	0,0031
4000	14,41	0,102191	0,8807	0,0035
3500	15,79	0,111978	0,8448	0,0038
3000	17,81	0,126303	0,8171	0,0043
2500	20,95	0,148571	0,8019	0,0051
2000	26,23	0,186015	0,8045	0,0064
1500	35,95	0,254946	0,829	0,0088
1000	56,58	0,401248	0,8739	0,0139

900	63,55	0,450677	0,8848	0,0155
800	72,27	0,512517	0,8962	0,0177
700	83,46	0,591873	0,908	0,0204
600	98,34	0,697397	0,9202	0,0240
424	141,01	1	0,9442	0,0346
422	141,79	1,005532	0,9425	0,0347
420	142,48	1,010425	0,9428	0,049
418	143,18	1,015389	0,943	0,0350
416	143,88	1,020353	0,9433	0,0352
415	144,24	1,022906	0,9434	0,0353
410	146,04	1,035671	0,9441	0,0357
405	147,88	1,04872	0,9447	0,0362
400	149,76	0,941573	0,9453	0,0366
390	153,67	1,089781	0,9466	0,0376
380	157,78	1,118928	0,9479	0,0386
370	162,1	1,149564	0,9492	0,0397
360	166,65	1,181831	0,9505	0,0408
350	171,45	1,215871	0,9518	0,0420
340	176,53	1,251897	0,9531	0,0432
320	187,59	1,330331	0,9557	0,0459
310	193,63	1,373165	0,957	0,0474
300	200,05	1,418694	0,9583	0,0490
280	214,21	1,519112	0,9609	0,0524
250	239,46	1,698177	0,9648	0,0586
220	271,18	1,923126	0,9688	0,0664
190	312,19	2,213956	0,9727	0,0764
160	367,29	2,604709	0,9767	0,0900
130	445,25	3,157577	0,9807	0,1091
105	540,07	3,830012	0,984	0,1323

*Note: Tekanan reservoir pada 424 Psig



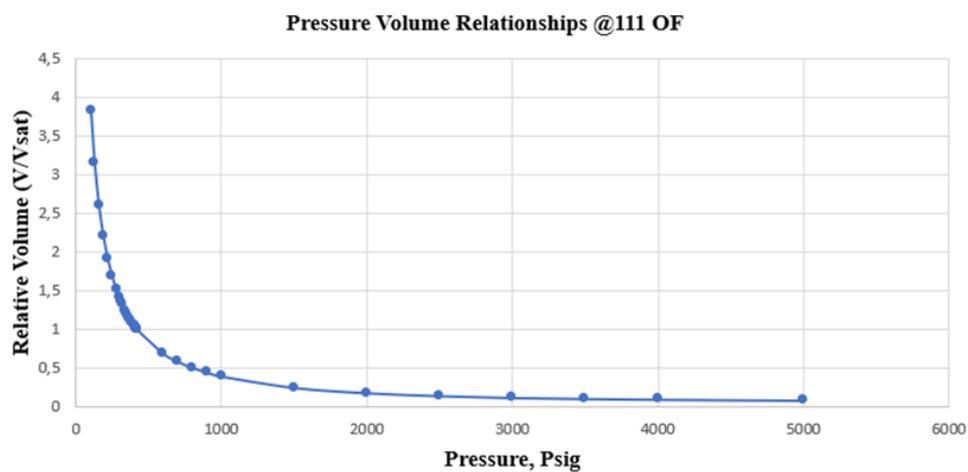
Gambar 2. Hubungan *Pressure* dan *Volume*

Setelah didapatkan data volume dan dilakukan pengolahan data maka didapatkan **Gambar 3** yaitu grafik antara *pressure* dan *relative volume*. Semakin kecil tekanan maka *volume relative* semakin besar dimana tekanan reservoir pada 424 psig didapatkan *volume relative* sebesar 1.

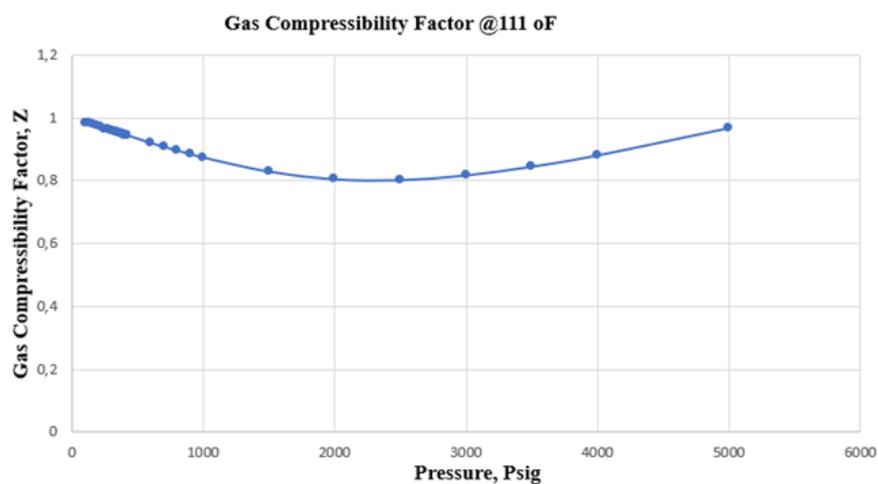
Faktor kompresibilitas gas sangat bergantung pada suhu dan tekanan. Pada temperatur yang sama dan adanya perubahan tekanan akan mempengaruhi perubahan volume gas kondisi seperti ini dinamakan dengan

kompresibilitas gas. Perubahan Z-faktor dengan tekanan ditunjukkan pada **Gambar 4**.

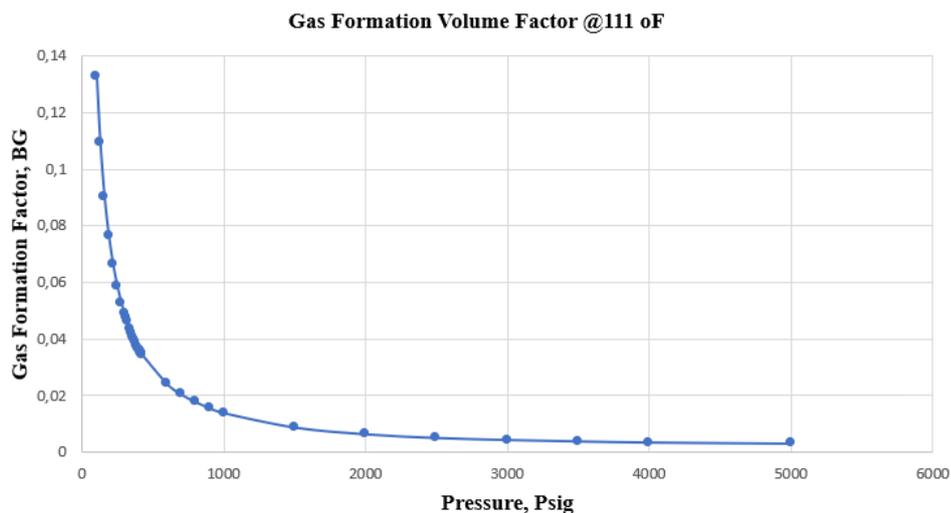
Nilai Z-faktor kompresibilitas gas diketahui pada setiap tekanan, maka dapat dilakukan perhitungan untuk menentukan faktor volume formasi gas (B_g) dan didapatkan **Gambar 5**, yang merupakan hubungan antara *gas formation volume factor* dengan *pressure*. Pada **Gambar 5**, tampak bahwa faktor volume formasi berbanding terbalik dengan *pressure* karena ketika tekanan reservoir menurun maka gas akan mengembang dan menempati lebih banyak volume di reservoir.



Gambar 3. Hubungan *Pressure-Relative Volume*



Gambar 4. Gas Compressibility Factor



Gambar 5. Gas Formation Volume Factor

4. SIMPULAN

Analisa *Pressure Volume Temperatur* (PVT) dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui perilaku fasa dan sifat reservoir fluida. Pengambilan sampel fluida terbagi menjadi 2 metode yaitu *surface sampling* di separator dan *bottom hole sampling*. Alat yang digunakan untuk analisa CCE yaitu PVT *long window cell* dimana alat ini menggunakan bantuan merkuri sebagai tenaga pendorongnya. Pada pengujian kali ini menggunakan sampel *dry gas* pada tekanan 424 psia dan temperatur di reservoir 111 °F. Dengan diketahui tekanan dan temperatur didapatkan volume gas sebesar 141,01, volume relatif 1, *deviation factor* 0,9442, faktor volume formasi gas (Bg) sebesar 0,0346 ft³/scf dari hasil uji CCE.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] T. Ahmed, Reservoir Engineering Handbook, Second Edition, Houston, Texas : Gulf Professional Publishing, 2001.
- [2] Danesh, A, PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids, Elsevier Science & Technology Books, 1998.
- [3] T. Ahmed, Reservoir Engineering Handbook, Fourth Edition. Burlington, USA : Gulf Publishing, 2010.
- [4] B.V. Amsterdam, K. S. Pedersen, and P. L. Christensen, Phase behavior of petroleum reservoir fluids, Boca Raton : Taylor & Francis Group, 2006
- [5] T. Ahmed, Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. Houston, Texas : Gulf Publishing Company, 2007.

Daftar Simbol

p	= System pressure, psia
P _{pr}	= Pseudo-reduced pressure, dimensionless
T	= System temperature, °R
T _{pr}	= Pseudo-reduced temperature, dimensionless
P _{pc}	= Pseudo-critical pressure
T _{pc}	= Pseudo-critical temperature
B _g	= Faktor volume pembentukan gas, ft ³ /scf
Z	= Faktor kompresibilitas gas
T	= Suhu, °R
V	= Volume
n	= Jumlah mol

R = Nilai Konstata gas
 γ = Konstanta
Ft = Feet