

ANALISA SIMULASI PEMODELAN PVT MENGGUNAKAN SOFTWARE PVTP PETROLEUM EXPERT SAMPLE SUMUR XY

Iqbal Khola'ifal Ardhi¹, Gerry Sasanti Nirmala^{1*}

¹Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu, Blora, 58112

**E-mail: gerry.nirmala@esdm.go.id*

ABSTRAK

Pemahaman mengenai sifat fisik dan karakteristik fluida reservoir merupakan aspek penting dalam perancangan pengembangan lapangan serta optimasi produksi minyak dan gas bumi. Salah satu metode yang digunakan untuk memahami sifat tersebut adalah melalui simulasi pemodelan PVT (*Pressure-Volume-Temperature*). Penelitian ini dilakukan untuk menganalisis karakteristik fluida reservoir dari sumur XY menggunakan software PVTP Petroleum Expert. Simulasi dilakukan terhadap sampel fluida fasa cair melalui pengujian *Constant Composition Expansion* (CCE), *Differential Liberation*, dan *Flash Separator Test* guna mengetahui hubungan antara tekanan, volume, dan sifat fasa fluida. Hasil simulasi menunjukkan bahwa tekanan bubble point fluida adalah 514 psig, lebih rendah dibandingkan tekanan reservoir 639 psig, sehingga fluida dikategorikan sebagai undersaturated oil. Nilai °API yang diperoleh sebesar 35, dengan kecenderungan karakteristik fluida termasuk dalam kategori black oil. Berdasarkan kurva dua fasa dan hasil regresi, diperoleh parameter utama seperti faktor volume formasi minyak (Bo), densitas minyak, serta rasio gas terhadap minyak (GOR) yang merepresentasikan perilaku fasa fluida secara akurat. Simulasi menggunakan PVTP terbukti mampu memodelkan karakteristik fluida reservoir dengan baik dan menjadi alat bantu analisis yang efektif dalam studi PVT.

Kata kunci: *Black oil, PVTP, Pressure Volume Temperature, Simulasi, Tekanan bubble point*

1. PENDAHULUAN

Dalam dunia perminyakan, pemahaman mengenai sifat fisik dan karakteristik fluida reservoir merupakan aspek yang penting dalam kegiatan perancangan pengembangan lapangan serta dalam optimasi produksi migas. Salah satu metode yang digunakan untuk memahami sifat fisik dan karakteristik fluida reservoir adalah melalui simulasi pemodelan PVT (*Pressure-Volume-Temperature*). Fluida reservoir atau minyak bumi merupakan fluida dari suatu lapisan produktif dan juga memiliki nilai ekonomis. Fluida reservoir ialah cairan yang terperangkap di *source rock* yang bermigrasi ke lapisan (*sandstone, carbonate*). Kemudian lapisan penutup dapat menghalangi minyak bermigrasi ke permukaan atau cairan terperangkap. Fluida reservoir terdiri dari fluida hidrokarbon dan air formasi. Hidrokarbon sendiri terdiri dari fasa cair (minyak bumi) maupun gas yang tergantung pada kondisi (tekanan dan temperature) reservoir yang ditempati. Perubahan kondisi reservoir akan mengakibatkan perubahan fasa serta fisik fluida [1]

Untuk memahami sifat fisik dan perilaku kesetimbangan fasa fluida reservoir, diperlukan pengujian laboratorium. Pengujian ini penting untuk mengenali karakteristik fluida serta memahami bagaimana perubahan volume pada berbagai tekanan. [2] Ada beberapa jenis pengujian laboratorium yang dilakukan tergantung pada sampel fluida yang akan diujikan. Secara umum, ada tiga kelompok utama pengujian laboratorium yang dilakukan untuk menganalisa sample fluida hidrokarbon [3]

1. Primary test
Primary test merupakan pengujian sederhana yang biasanya dilakukan langsung di lapangan (*on-site*). Pengujian ini mencakup pengukuran berat jenis serta gas-oil ratio dari fluida hidrokarbon yang diproduksi.
2. Routine Laboratory Tests
Routine Laboratory Tests dilakukan secara rutin di laboratorium untuk mengkarakterisasi sifat fluida hidrokarbon dari reservoir. Beberapa jenis tes yang termasuk di dalamnya antara lain:
 - a. *Compositional analysis of the system*
 - b. *Constant-composition expansion*
 - c. *Differential liberation*
 - d. *Separator tests*
 - e. *Constant-volume depletion*
3. Special Laboratory PVT Tests
Uji ini ditujukan untuk keperluan yang lebih spesifik. Misalnya, Jenis pengujian ini dilakukan untuk aplikasi yang sangat spesifik. Jika reservoir akan dikosongkan dengan injeksi gas bercampur atau maka beberapa tes berikut dapat dilakukan: [4]
 - a. *Slim-tube test*
 - b. *Swelling test*

Untuk simulasi pengujian yang akan dilakukan saat ini hanyalah sebatas *routine laboratory test* yang dilakukan kepada sampel fluida fasa cair yang berasal dari sumur XY. Jadi, hanya akan dilakukan simulasi pengujian *constant-composition expansion*, *differential liberation*, dan *separator test*. Dalam penelitian ini software yang di merupakan PVTP Petroleum expert IPM untuk melakukan simulasi PVT. PVTP merupakan salah satu perangkat lunak komersial yang dikembangkan oleh *Petroleum Experts Ltd.* dan digunakan secara luas dalam industri perminyakan untuk melakukan analisis dan pemodelan sifat fluida reservoir berdasarkan data PVT.

Penelitian terdahulu mengenai analisis PVT telah banyak dilakukan, namun sebagian besar masih bersifat parsial dan hanya menyoroti satu aspek pengujian seperti analisis komposisi fluida, Constant Composition Expansion (CCE), atau Differential Liberation Test secara terpisah. Pendekatan ini belum memberikan gambaran menyeluruh mengenai perilaku fasa fluida reservoir karena tidak mengintegrasikan seluruh parameter utama seperti tekanan gelembung (*bubble point pressure*), densitas minyak, faktor volume formasi (*Bo*), serta rasio gas terhadap minyak (*GOR*). Selain itu, beberapa studi sebelumnya memang telah menggunakan perangkat lunak simulasi PVT lain seperti PVTsim, CMG WinProp, atau Eclipse PVT untuk memodelkan sifat fluida reservoir Penelitian ini berfokus pada simulasi data PVT menggunakan software PVTP Petroleum expert sumur XY. Simulasi ini dilakukan untuk mengetahui karakteristik fluida dari sumur XY.

2. METODE

A. Sifat fisik fluida reservoir

Sifat-sifat fluida dalam reservoir minyak bumi menjadi elemen krusial dalam hampir semua aplikasi teknik perminyakan, terutama dalam rekayasa reservoir. Namun, pemahaman tentang berbagai sifat batuan dan fluida hanya dapat diperoleh melalui penangkapan atau pengambilan sampel fisik yang kemudian disubmitkan ke berbagai jenis eksperimen laboratorium yang relevan [5]

Fluida reservoir merupakan campuran yang Sebagian besar merupakan senyawa hidrokarbon dan mengandung sulfur, nitrogen, oksigen dan helium sebagai konstituen minor. Sifat fisik dari fluida reservoir sangat bergantung dengan komposisi berbagai jenis hidrokarbon dan zat lainnya. Penilaian sifat fisik fluida reservoir sangat penting dilakukan untuk penyelesaian masalah teknis reservoir migas. Sifat Fisik yang dilakukan umumnya digunakan untuk analisa adalah sebagai berikut:

a. Specific gravity

Specific gravity merupakan perbandingan antara massa jenis minyak terhadap massa jenis air pada suhu tertentu, umumnya diukur pada suhu 60°F[6]

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1)$$

Specific gravity cairan tidak memiliki satuan, tetapi pada umumnya diberikan satuan 60°/60° untuk menekankan bahwa kedua densitas fluida diukur pada kondisi standar. Densitas air kira-kira 62,4 lb/ft³, atau:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{62,4}, 60^\circ/60^\circ \quad (2)$$

b. Saturation pressure

Saturation pressure atau bubble point pressure Tekanan saturasi adalah tekanan di mana suatu cairan hidrokarbon menjadi jenuh dengan gas pada suhu tertentu, dan di bawah tekanan ini, gas mulai terpisah dari cairan [7]. Salah satu menemukan nilai dari saturation pressure atau bubble point Adalah menggunakan metode *Standing Correlation* rumus untuk mencari tekanan bubble-point adalah sebagai berikut:

$$Pb = 18.2 [(Rs/Yg)^{0.83}(10)^a - 1.4] \quad (3)$$

$$a = 0,00091 (T-460) - 0,0125 (API)$$

c. Oil formation volume factor

Oil Formation volume factor merupakan parameter yang menggambarkan perbandingan antara volume satu satuan minyak pada kondisi reservoir dengan volume minyak yang sama setelah berada pada kondisi permukaan (*standard conditions*). Oil FVF menggambarkan perubahan volume antara minyak di reservoir dan minyak di permukaan, akibat gas yang keluar dari larutan dan kontraksi termal [7]. Faktor volume formasi minyak dapat dinyatakan secara matematis sebagai:

$$Bo = \frac{(Vo)_{\rho,T}}{(Vo)_{SC}} \quad (4)$$

d. Crude oil density

Crude oil density atau densitas minyak mentah ini diartikan sebagai perbandingan antara berat terhadap volume minyak [8]. Densitas minyak dapat dinyatakan secara matematis sebagai:

$$\rho_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,0136Rs\gamma_g}{Bo} \quad (5)$$

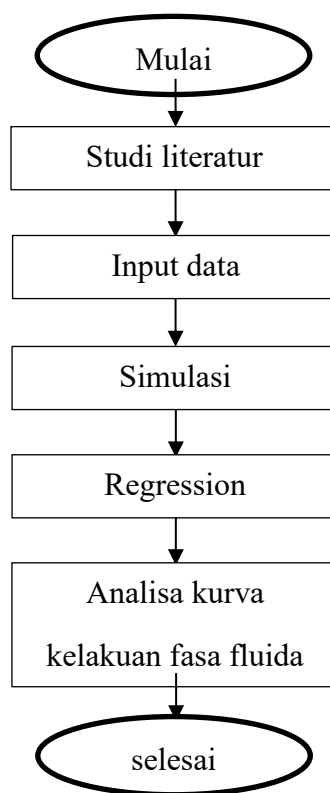
B. Regression

Untuk menentukan kesetimbangan fasa pada campuran fluida reservoir menggunakan persamaan keadaan, dibutuhkan sejumlah parameter, yaitu temperatur kritis (T_c), tekanan kritis (P_c), dan faktor asentrik (ω) dari setiap komponen yang terdapat dalam campuran. Selain itu, diperlukan pula parameter interaksi untuk setiap pasangan komponen.

Jika Secara alami, fluida seperti minyak kondensat atau gas mengandung ribuan jenis komponen yang berbeda. Namun, menghitung seluruh komponen tersebut secara individual tidak efisien dan memakan waktu. Oleh karena itu, dilakukan penyederhanaan dengan cara mengelompokkan beberapa komponen menjadi komponen semu. Misalnya, pada karakterisasi C7+, semua hidrokarbon dengan tujuh atau lebih atom karbon digabungkan menjadi beberapa komponen semu. Selanjutnya, parameter keadaan yang dibutuhkan (T_c , P_c , dan ω) dihitung untuk setiap komponen semu tersebut [8].

C. Diagram Alir

Penelitian ini dilakukan dengan pendekatan simulasi numerik menggunakan software PVTP dari *Petroleum Experts* untuk memodelkan sifat fisik fluida reservoir. Metode penelitian disusun secara sistematis agar hasil simulasi dapat merepresentasikan perilaku aktual fluida reservoir. Tahapan penelitian ditunjukkan pada Gambar 1 dan dijelaskan sebagai berikut.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

3. PEMBAHASAN

A. Data Penelitian

Data penelitian sampel fluida reservoir pada Tabel 1-3 yang akan dibahas hasil analisa simulasi PVT.

Tabel 1. Formation Characteristics

<i>Formation Name</i>	X
<i>Date First Well Completed</i>	-
<i>Original Reservoir Pressure</i>	639 Psig
<i>Original Reservoir Temperature</i>	139.5°F

Tabel 2. Well Characteristics

<i>Elevation</i>	22,5 m
<i>Total Depth</i>	822,55 mMD
<i>Reservoir Temperature</i>	139.5°F

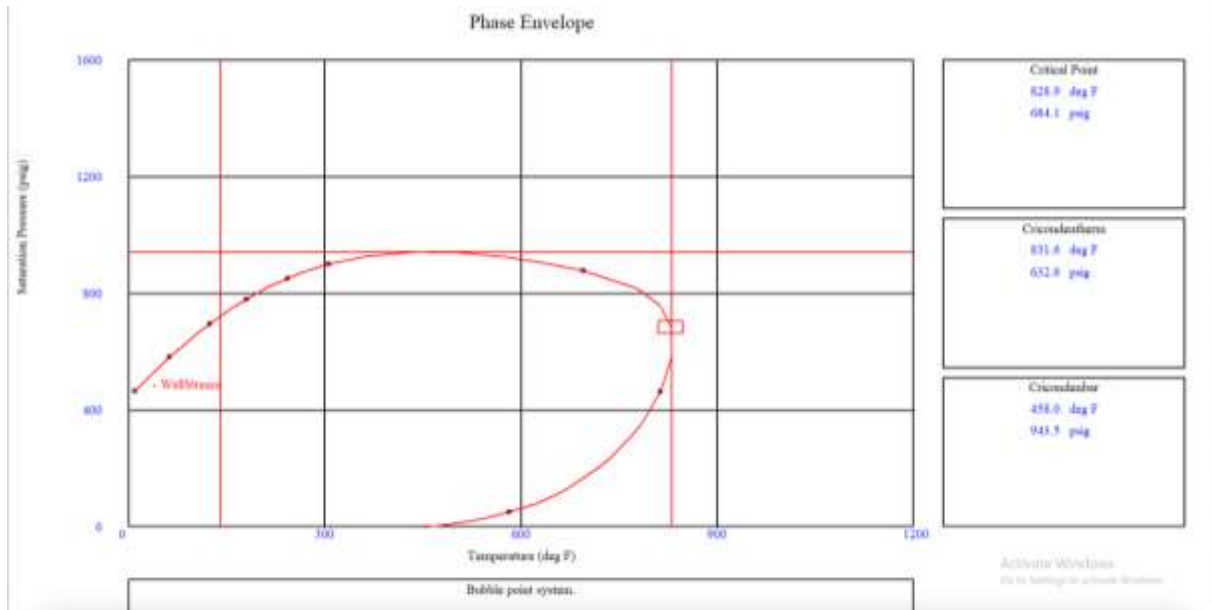
Tabel 3. Composition

<i>No</i>	<i>Component</i>	<i>Molar Percent</i>	<i>Molecular Weight</i>
1.	Carbon Dioxide (Co2)	0,7390	28.01
2.	Nitrogen (N2)	0,2064	44.01
3.	Methane (C1)	10,6028	16.04
4.	Ethane (C2)	2,2954	30.1
5.	Propane (C3)	0,2083	44.1
6.	Iso-Butane (iC4)	0,1181	58.1
7.	N-Butane (nC4)	0,3690	58.1
8.	Iso-Pentane (iC5)	2,3568	72.2
9.	N-Pentane (nC5)	1,9574	72.2
10.	Hexanes (C6)	7,1016	86.2
11.	Heptanes plus (C7+)	74,0452	175.61

B. Diagram Dua fasa

Diagram *Two-Phase Envelope* di atas memperlihatkan hubungan antara tekanan (psig) dan temperatur (°F) untuk fluida reservoir yang dianalisa menggunakan PVTP. Kurva merah membentuk kubah dua fasa (*two-phase envelope*) yang menandakan batas antara fase cair dan gas. Bagian kiri kurva merupakan bubble point line, yaitu batas di mana fluida mulai mengeluarkan gas dari fase cair, sedangkan bagian kanan merupakan *dew point line*, batas di mana gas mulai mengembun menjadi cairan. Nilai-nilai penting yang ditampilkan di sisi kanan grafik adalah *Critical Point* pada 828,9 °F dan 684,1 psig, *Cricondentherm* pada 831,6 °F dan 632,6 psig, serta *Cricondenbar* pada 458,0 °F dan 943,5 psig.

Titik WellStream yang terletak di sisi kiri bawah kurva menunjukkan kondisi tekanan dan temperatur aktual fluida di reservoir. Posisi titik tersebut berada di luar dan sedikit di bawah batas bubble point, yang menandakan bahwa fluida berada dalam fase cair tunggal (*single-phase liquid*) pada kondisi reservoir. Bentuk kubah yang lebar dengan tekanan cricondenbar lebih tinggi dibandingkan tekanan kritis serta perbedaan temperatur yang cukup besar menunjukkan bahwa fluida ini tergolong *black oil*. Dengan demikian, fluida memiliki kandungan gas terlarut yang relatif rendah dan akan melepaskan gas secara bertahap saat tekanan menurun di bawah tekanan bubble point.

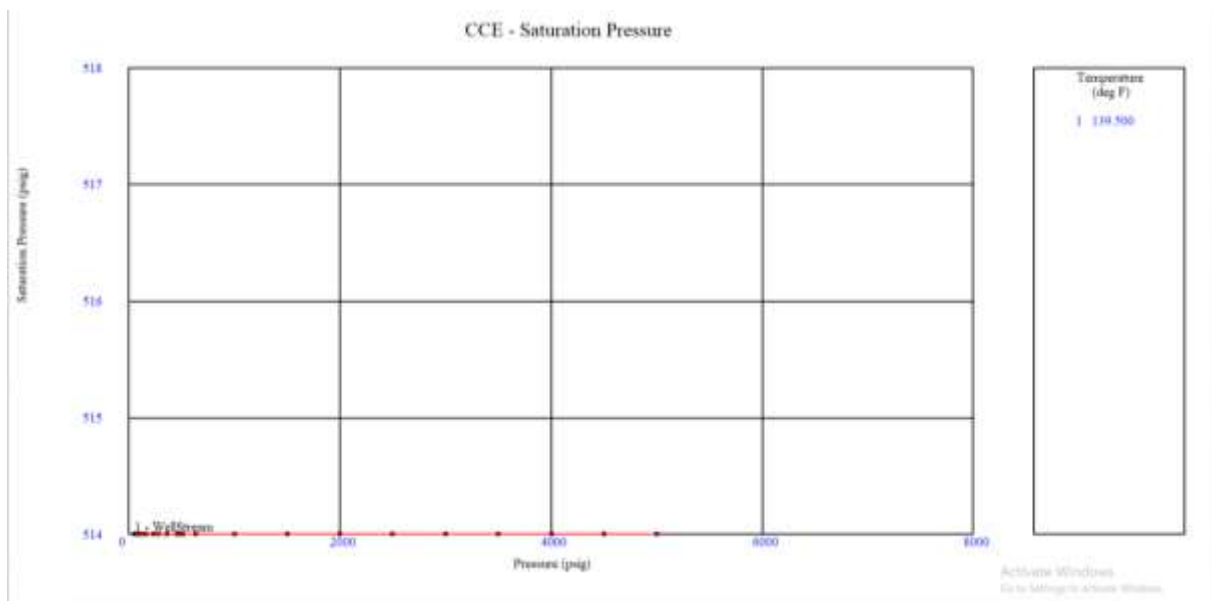


Gambar 2. Hasil *Two-phase Envelope*

B. Kurva Hasil Simulasi

Constant Composition Expansion

Data Simulasi *Saturation Point* didapatkan pada temperature 139,5 F dan *saturation point* 514. Gambar 3 merupakan grafik plot *saturation pressure*, setelah dilakukan regression yang dimana dapat di ketahui titik tekanan gelembung, atau dimana fluida sudah berada di critical temperatur yaitu pada kondisi dua fasa atau fasa dimana sudah terbentuknya gas, kemudian dapat dilihat pada grafik plot saturation point di ketahui Pb 514 psig < Pr 639. Undersaturated oil reservoir, karena tekanan reservoir awal Pr lebih besar dari titik gelembung tekanan pb dari fluida reservoir, maka digolongkan reservoir minyak tak jenuh.



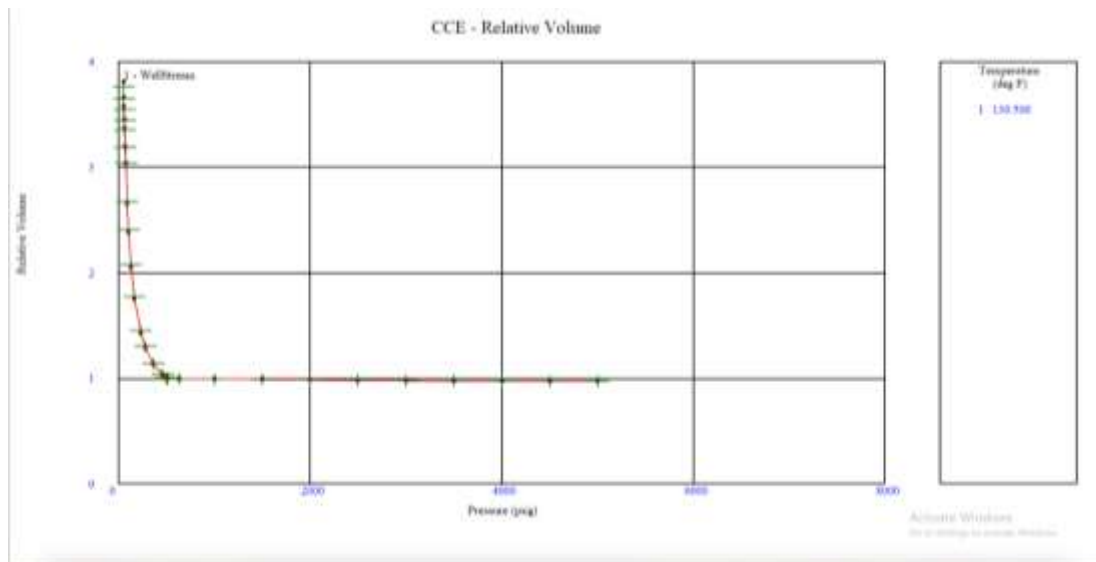
Gambar 3. Hasil Data Simulasi *Saturation Pressure*

Relative Volume

Relative volume merupakan perbandingan antara volume pada kondisi tekanan dengan volume pada saat tekanan reservoir. Tes ini biasanya disebut hubungan tekanan-volume. Tabel 4 menunjukkan hasil pressure volume relationship of reservoir fluid (constant uji ekspansi komposisi) untuk sistem minyak mentah. Kemudian tekanan titik gelembung dari sistem hidrokarbon adalah 514 psig pada 139.5 F° Selain nilai volume relatif yang diketahui yang termasuk nilai terukur dari kerapatan minyak dan di atas tekanan saturasi. Di atas tekanan titik gelembung, kerapatan minyak dapat dihitung dengan menggunakan volume relative.

Tabel 4. Hasil Data Simulasi *Relative Volume*

<i>Pressure psig</i>	<i>Relative Volume</i>
5000	0.974375
4500	0.976506
4000	0.978774
3500	0.981192
3000	0.98378
2500	0.986556
2000	0.989545
1500	0.992776
1000	0.996284
639	0.999013
514	1.00003
500	1.00915
460	1.03887
365	1.13924
280	1.2919
230	1.43647
165	1.75562
130	2.05552
105	2.38452
90	2.66213
75	3.03837
70	3.19513
65	3.37268
63	3.45046
60	3.57537
58	3.66469
55	3.80884



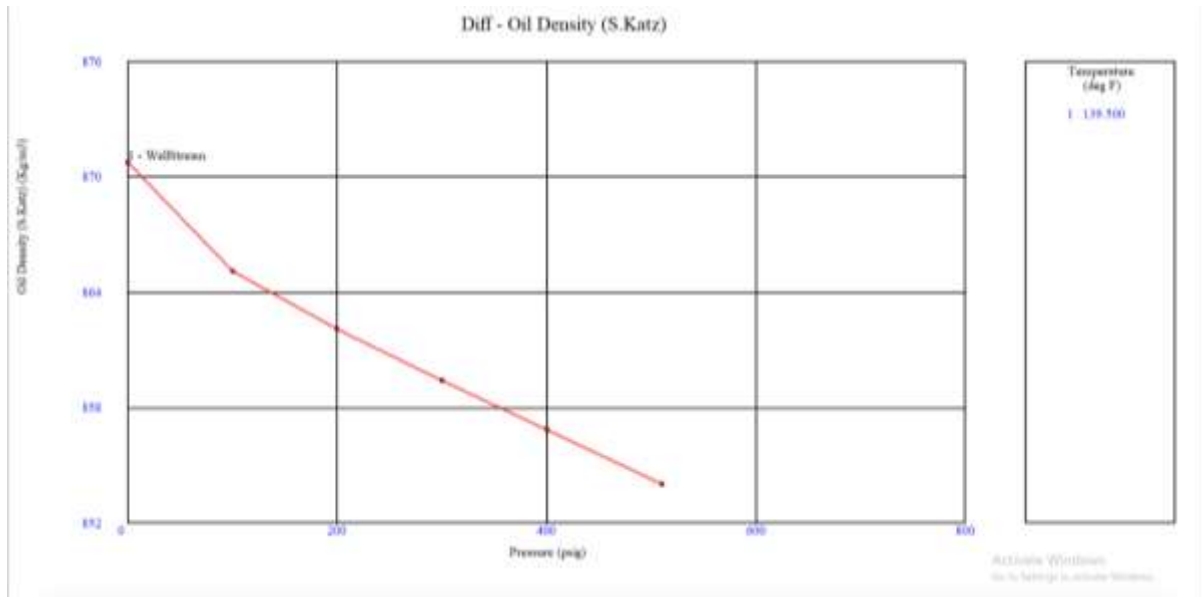
Gambar 4. Hasil Data Simulasi *Relative Volume*

Differential vaporization

Pada Gambar 5 plot density minyak dengan pressure tertentu. Dimana densitas minyak berkurang dengan berkurangnya tekanan hingga mencapai nilai minimum pada titik gelembung yaitu sebesar 514 psig. Densitas yang didapatkan merupakan densitas oil dan dapat dilihat juga berdasarkan specific gravity dan °API yang dimana semakin besar °API maka semakin ringan. Yang didapatkan dari hasil penelitian yang telah dilakukan °API sebesar 35 pada Tabel 5, yang tergolong *black oil*.

Tabel 5. Hasil Data Simulasi *Oil Density*

<i>Pressure psig</i>	<i>Oil Density (Kg/m3)</i>
514	854.028
400	856.86
300	859.414
200	862.109
100	865.104
0	870.74

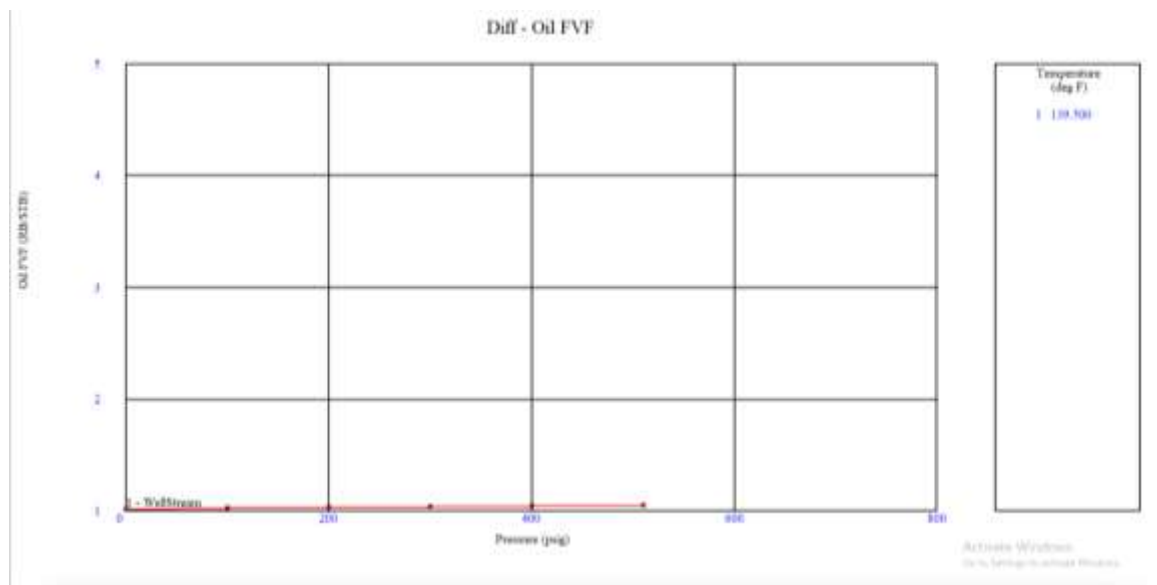


Gambar 5. Hasil Data Simulasi *Oil Density*

Oil FVF merupakan proses pemisahan minyak dan gas yang terlarut didalamnya. perbandingan antara liquid pada kondisi dan P dan T awal dengan liquid pada kondisi standar dimana liquid awal mengalami penyusutan karena terbebasnya gas dari larutan karena penurunan tekanan

Tabel 6. Hasil Data *Formation Volume Factor*

<i>Pressure psig</i>	<i>Oil FVF</i>
510	1.05537
400	1.04952
300	1.04426
200	1.03874
100	1.03265
0	1.02067



Gambar 6. Hasil Data Simulasi *Formation Volume Factor*

Flash Separator

Tabel 7 menunjukkan nilai *Gas–Oil Ratio* (GOR) yang berbeda pada dua kondisi tekanan. Pada tekanan 35 psia, nilai GOR tercatat sebesar 66,4712 scf/STB, sedangkan pada tekanan 0 psig (tekanan atmosfer) nilai GOR menurun menjadi 8,01792 scf/STB. Perbedaan ini menunjukkan bahwa tekanan memiliki pengaruh signifikan terhadap jumlah gas yang terlepas dari minyak. Semakin tinggi tekanan di dalam separator, semakin banyak gas yang masih terlarut dalam fase cair, sehingga ketika tekanan diturunkan (menuju kondisi atmosfer), sebagian besar gas telah terlepas dan nilai GOR menurun drastis.

Tabel 7. Hasil Data *Gas Oil Ratio*

Temperature °F	Pressure psig	Gas Oil Ratio scf/STB
60	35	66.4712
60	0	8.01792

4. SIMPULAN

Pengujian ini berhasil mensimulasikan analisa karakteristik fluida menggunakan PVTp telah berhasil dilakukan dengan baik. Melalui proses simulasi ini, berbagai properti fluida seperti tekanan *bubble point*, faktor volume formasi (B_o), densitas, dan rasio gas terhadap minyak (GOR) dapat dihitung serta dianalisis dengan akurat dan dapat menghasilkan plot yang dapat mempresentasikan sifat fluida, Dalam simulasi ini dapat disimpulkan dari berbagai property fluida sumur XY merupakan sample *black oil*.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Rukmana,Dadang. (2014): Teknik Reservoir. Yogyakarta: Pohon Cahaya
- [2] Ahmad T., "Reservoir Engineering Handbook 3rd Edition", Elsevier Science & Technology Books, 2006

- [3] Ahmad T., "Reservoir Engineering Handbook 4th Edition", Elsevier Science & Technology Books, 2010
- [4] Karen Schou Pedersen, Peter L. Christensen, Jawad Azem Shaikh., Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. International Standard Book Number-13: 978-1-4398-5227-9. 2015.
- [5] Abhijit Y. Dandekar, (2013) *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties*
- [6] Ahmad T., "Reservoir Engineering Handbook 5th Edition", Elsevier Science & Technology Books, 2018
- [7] Standing, M.B. (1947). *A Pressure-Volume-Temperature Correlation for California Oils and Gases. Drilling and Production Practice*, API.
- [8] Dake, L.P. (1978). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier
- [9] Joko Pamungkas, Diktat Pemodelan dan Simulasi Reservoir, edisi-1, 2011
- [10] Christensen P.L., 1999. "Regression to Experimental PVT Data" Special Edition 1999, Volume 38, No. 13, Journal of Canadian Petroleum Technology.

Daftar simbol

γ_o	= specific gravity minyak
ρ_o	= densitas crude oil, lb/ft ³
ρ_w	= densitas air, lb/ft ³
P_b	= tekanan <i>bubble-point</i> , psia
T	= temperatur, °R
Bo	= Faktor Volume Formasi minyak, bbl/STB
$(Vo)_{p,T}$	= volume minyak pada pressure (p) and temperature (T) reservoir, bbl
$(Vo)_{sc}$	= volume minyak pada kondisi standar, STB
R_s	= solubility gas, Scf/STB