Analisis Sensitivitas Injeksi CO_2 terhadap Perubahan *Oil Swelling* Lapangan XUS

Adriel Ibrahim Sly[1], Diyah Rosiani[1], Febry Yorda[2]
[1]*Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu*
[2]*Laboratorium PVT, LEMIGAS, Jakarta Selatan*

INFORMASI NASKAH

Diterima : 28 Maret 2025
Direvisi : 2 Juni 2025
Disetujui : 16 Juni 2025
Terbit : 30 Juni 2025

Email korespondensi:
diyah.rosiani@esdm.go.id

Laman daring:
https://doi.org/10.37525/mz/2025-1/1030

ABSTRAK

Oil swelling adalah peningkatan volume minyak yang terjadi akibat kelarutan CO_2, yang disebabkan oleh solubilitas gas dalam kondisi reservoir. Tujuan dari studi ini adalah mengetahui perubahan volume *oil swelling* dari sampel minyak ketika diinjeksikan CO_2. Cara mengetahui pengembangan volume yang terjadi disebabkan oleh CO_2 diperlukan pengujian *Constant Composition Expansion* (CCE). Pengujian ini digunakan untuk menentukan tekanan *bubble point*, kompresibilitas minyak isotermal, serta perilaku volumetrik dua fase di bawah tekanan *bubble point*. Dalam analisis ini, CO_2 diinjeksikan ke dalam sel yang berisi sampel fluida dengan konsentrasi berbeda, yaitu 2 cc dan 5 cc. Setiap konsentrasi dianalisis menggunakan metode CCE untuk mengukur pengembangan volume, mengamati respons fluida terhadap berbagai tekanan, dan mempelajari perubahan fase yang terjadi. Perhitungan yang digunakan meliputi *relative volume* (RV), *Y-Function*, dan *swelling factor* (SF). Hasil percobaan menunjukkan bahwa sampel mengalami pengembangan volume sekitar 2% pada konsentrasi 2 cc dan 8% pada konsentrasi 5 cc.

Kata kunci: CO_2, EOR, *Oil Swelling,* PVT.

ABSTRACT

Oil swelling refers to the increase in oil volume caused by the solubility of CO_2, which occurs due to the gas's solubility under reservoir conditions. The objective of this study is to understand the changes in oil swelling volume from oil samples when CO_2 is injected. To determine the volume expansion caused by CO_2, a Constant Composition Expansion (CCE) test is required. This test is used to determine the bubble point pressure, isothermal oil compressibility, and the volumetric behavior of two-phase systems below the bubble point pressure. In this analysis, CO_2 is injected into cells containing fluid samples at different concentrations, specifically 2 cc and 5 cc. Each concentration is analyzed using the CCE method to measure volume expansion, observe fluid responses to varying pressures, and study phase changes that occur. Calculations include relative volume (RV), Y-Function, and swelling factor (SF). The experimental results show that the samples experienced volume expansion of approximately 2% at a concentration of 2 cc and 8% at a concentration of 5 cc.

Keywords: CO_2, EOR, *Oil Swelling,* PVT

PENDAHULUAN

Enhanced oil recovery (EOR) adalah teknik untuk meningkatkan produksi minyak dari reservoir. Ada berbagai metode yang bisa digunakan, seperti metode injeksi kimia dengan polimer, surfaktan, dan alkali, metode thermal seperti pembakaran secara langsung (*in situ*) dan *steam flooding*, serta metode injeksi gas seperti injeksi CO_2 (Fakher et al., 2020). Injeksi CO_2 memiliki kemungkinan besar untuk diterapkan di lapangan minyak Indonesia melalui tahapan *screening* (Rosiani et al., 2022). Injeksi CO_2 dapat meningkatkan produktivitas sumur melalui pengurangan *viskositas* dan pengembangan volume minyak (Mohammed-Singh et al., 2006). Terdapat banyak lapangan yang sesuai dengan kriteria screening dan kondisi yang cocok, serta sumber CO_2 yang melimpah di Indonesia (Muslim et al., 2013). Injeksi CO_2 mudah larut dalam minyak pada kondisi *miscible* maupun *immiscible* (Fakher et al., 2020). Injeksi CO_2 saat ini merupakan salah satu dari banyak metode EOR yang diterapkan karena berbagai keuntungannya, termasuk kemampuannya untuk meningkatkan perolehan minyak dan potensinya untuk menyimpan karbon di dalam reservoir hidrokarbon (Fakher et al., 2018). Injeksi CO_2 dalam kondisi *miscible* biasanya diterapkan pada reservoir dengan tekanan tinggi, hal ini dimaksudkan agar *Minimum Miscibility Pressure* (MMP) dapat tercapai, sedangkan CO_2 *immiscible* lebih sering digunakan pada reservoir dengan tekanan yang rendah. Mekanisme utama yang memungkinkan injeksi CO_2 *miscible* meningkatkan perolehan minyak adalah terjadinya pengembangan volume minyak atau *oil swelling* (Fakher et al., 2020).

Oil swelling terjadi karena CO_2 mengalami kelarutan yang disebabkan oleh solubilitas pelarut pada fluida reservoir (Fakher et al., 2018; Hand et al., 1990). Solubilitas pada CO_2 akan menyebabkan minyak mengembang (Fakher et al., 2020). Dampak dari injeksi CO_2 akan bervariasi tergantung pada faktor-faktor seperti sifat batuan reservoir, komposisi minyak di reservoir, serta sifat CO_2 dan metode injeksinya. Minyak awalnya mengembang seiring dengan peningkatan tekanan ketika CO_2 larut dalam minyak dari tangki penyimpanan (John, 1990). Salah satu mekanisme penting dalam injeksi CO_2 *miscible* adalah pengurangan *viskositas* dari minyak (Fakher, 2019). Injeksi CO_2 dapat secara signifikan mempengaruhi perolehan minyak melalui berbagai cara, termasuk memobilisasi minyak residual (Hatzignatiou et al., 1994). Saat CO_2 larut dalam minyak, volumenya meningkat, yang mengakibatkan penurunan *viskositas* minyak secara signifikan (Gao, 2013). Jika kondisi pencampuran tercapai selama proses injeksi atau

pendesakan di atas MMP, maka pendesakan akan berlangsung efisien, dan peningkatan perolehan minyak yang optimal dapat dicapai (Hatzignatiou et al., 1994).

EOR menggunakan injeksi CO_2 pernah dilakukan sebelumnya baik di lapangan maupun dari penelitian sebelumnya. Penerapan Injeksi CO_2 pernah dilakukan di Cekungan Kutai, Kalimantan Timur (Anonim, 2019). Penelitian sebelumnya oleh Li dkk. (2016) menentuan efek *swelling* dalam sistem CO_2-Brine menggunakan X-ray CT, di mana perpindahan massa dan faktor *swelling* meningkat seiring dengan peningkatan tekanan (Li et al., 2017). Kristanto (2019) menentuan *swelling factor* dilakukan menggunakan PVT cell, di mana faktor *swelling* meningkat dengan meningkatnya tekanan gelembung. Tujuan dari studi ini adalah mengetahui *oil swelling* dari sampel minyak ketika terjadi perubahan volume CO_2 yang diinjeksikan pada skala laboratorium.

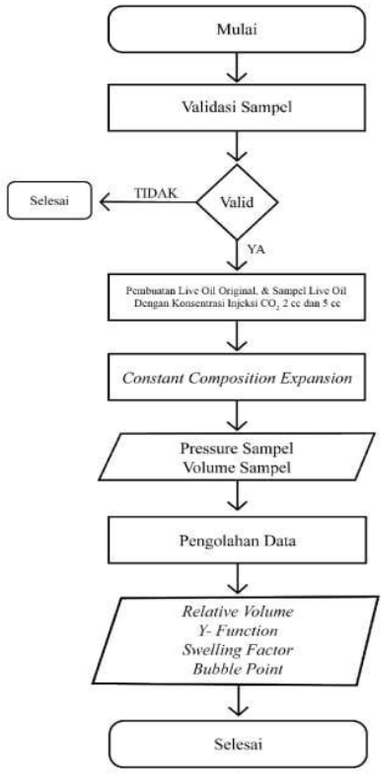
Penelitian ini fokus pada sampel fluida dari Lapangan XUS, yang jarang dieksplorasi dalam literatur. Lokasi dan kondisi reservoir yang spesifik (tekanan 2163 psi dan suhu 237°F) memberikan kontribusi data baru yang relevan untuk karakterisasi EOR di Indonesia.

METODE PENELITIAN

Metode ini dilakukan pada pengujian Laboratorium PVT LEMIGAS. Alur studi ini dapat dilihat pada Gambar 1. Sampel pada kondisi awal pada tekanan *atmosferik* dengan sampel gas dan minyak terpisah sehingga perlu dilakukan *recombine* terlebih dahulu. *Recombine* sampel dilakukan dengan mendorong atau memberi tekanan pada botol piston berisi sampel gas ke dalam botol piston berisi sampel minyak sesuai dengan data *Gas Oil Ratio* (GOR). Setelah itu, validasi sampel dilakukan dengan cara memastikan tekanan *bubble point* sesuai dengan data reservoir yang diberikan. Setelah dinyatakan *valid*, pembuatan *live oil* dapat dimulai. Tekanan pada kedua botol *piston* dibuat seimbang terlebih dahulu, pada percobaan ini tekanan sampel berada di 5000 psig di mana tekanan itu merupakan tekanan fluida *undersaturated*, setelah itu air yang digunakan sebagai pendorong *piston* dikurangi volumenya agar gas dapat masuk ke botol berisi sampel minyak.

CCE merupakan bagian dari analisis PVT dan merupakan satu-satunya metode yang digunakan untuk menentukan tekanan *bubble point*, kompresibilitas minyak *isotermal*, dan perilaku *volumetrik* dua fasa pada tekanan di bawah titik gelembung, di mana data ini diperlukan untuk memperkirakan produksi minyak dan gas. Sebuah cell diisi dengan fluida reservoir. Suhu reservoir dipertahankan konstan, yang pada percobaan ini dijaga pada suhu 237ºF. Fluida diaduk pada setiap tekanan dengan memutar sel. Hal ini perlu dilakukan untuk menghindari fenomena fluida *supersaturasi*, atau kesetimbangan *metastabil*, di mana campuran tetap dalam fase tunggal meskipun seharusnya ada dalam dua fase.

Pada studi ini, pengujian dilakukan menggunakan alat PVT 400/1000. Peralatan ini dapat digunakan untuk menganalisis berbagai jenis fluida reservoir dengan GOR, seperti minyak mentah, *minyak volatil*, *kondensat gas*, dan gas pada kondisi tekanan dan suhu tinggi. Peralatan ini juga dapat digunakan untuk pengukuran pengendapan *aspalten* dan studi gas hidrat. Peralatan ini mampu mengukur tekanan, suhu, dan volume secara otomatis, serta mencatat data tersebut melalui pemrosesan akuisisi data. Peralatan ini juga dapat digunakan untuk mengukur titik gelembung atau titik embun serta antarmuka gas/cair. Sel PVT yang dilengkapi motor dapat dimiringkan dan dikembalikan untuk pengujian fluida minyak atau gas. Analisis ini melibatkan injeksi CO_2 ke dalam sel berisi sampel fluida dengan konsentrasi yang berbeda, yaitu 2 cc dan 5 cc karena berdasarkan percobaan pada penambahan konsentrasi lebih tinggi tidak akan memiliki dampak pengembangan volume yang lebih signifikan karena kemampuan fluida dapat menyerap CO_2 semakin berkurang seiring kenaikan konsentrasinya (Kristanto et al., 2019). Setiap konsentrasi tersebut akan dilakukan analisis CCE untuk mengetahui pengembangan volume, mengetahui perilaku fluida terhadap tekanan yang berbeda dan perubahan fasa yang terjadi pada fluida.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

Pengembangan volume dari fluida tidak dapat diketahui tanpa adanya pengolahan data terlebih dahulu. Pengolahan data dilakukan dengan memasukkan beberapa rumus perhitungan agar kita dapat mengetahui pengembangan volume yang terjadi pada minyak. Perhitungan yang diperlukan untuk analisis CCE ini yaitu *relative volume* (RV), *Y-Function*, dan *Swelling Factor* (SF). *Relative volume* merupakan perbandingan antara volume sampel pada titik pembacaan dengan volume sampel pada saat berada di tekanan *bubble point*. Rumus RV dapat ditulis sebagai berikut: (Danesh, 1998)

$$RV = \frac{Vp}{Vt} \qquad (1)$$

Keterangan :

RV	=	*Relative volume*
Vp	=	Volume total fluida pada tekanan tertentu, cc
Vt	=	Volume total fluida pada tekanan *bubble point*, cc

Dalam analisis CCE, *Y-function* adalah parameter yang digunakan untuk mengevaluasi perubahan volume gas dan cairan di dalam reservoir saat tekanan diturunkan, terutama terkait dengan penilaian titik *bubble point*. *Y-function* membantu dalam memahami perilaku fluida selama proses ekspansi pada komposisi tetap, rumus dinyatakan sebagai berikut: (Danesh, 1998)

$$Y = \frac{(Vtotal - Vo)}{(Vo\,x\,(p - pb))} \qquad (2)$$

Keterangan :

Y	=	*Y-Function*
Vtota	=	Volume total sistem pada tekanan, cc
Vo	=	Volume minyak (cairan) pada tekanan *bubble point (pb)*
p	=	Tekanan pada saat pengukuran, psi
pb	=	tekanan *bubble point,* psi

Parameter terakhir yang dihitung adalah *Swelling Factor* (SF). *Swelling Factor* merupakan parameter yang digunakan untuk menggambarkan seberapa banyak minyak di reservoir mengembang atau bertambah volumenya setelah berinteraksi dengan gas atau pelarut yang diinjeksikan. *Swelling factor* ini sangat penting dalam proses *oil swelling* yang melibatkan injeksi CO_2 atau gas hidrokarbon lainnya, karena minyak yang mengembang (*swelling*) akan memiliki viskositas lebih rendah dan lebih mudah diproduksi: (Danesh, 1998)

$$SF = \frac{Voil,setelah\ injeksi}{Voil,sebelum\ injeksi} \qquad (3)$$

Keterangan :

SF	=	*Swelling Factor*
$V_{oil,}$ setelah injeksi	=	Volume minyak setelah injeksi
$V_{oil,}$sebelum injeksi	=	Volume minyak sebelum injeksi gas atau pelarut

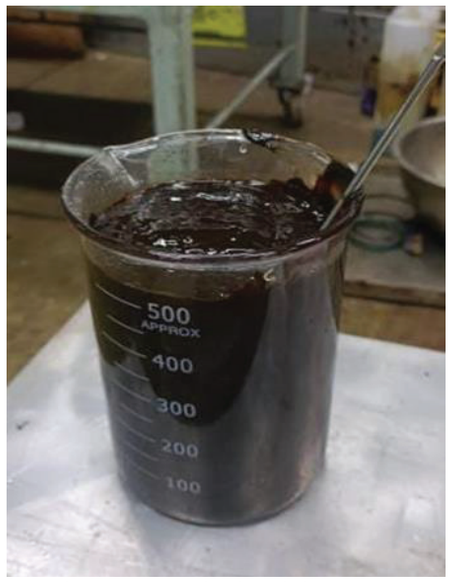
HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

A. Identifikasi Jenis Fluida

Lapangan XUS pertama kali ditemukan melalui pemboran sumur X-1 pada November 1991 oleh PT. X. Uji produksi menghasilkan 2819 *barel* minyak per hari (BOPD) dan 657 MSCFD dari interval DST di bagian atas formasi B. Sumur

appraisal dibor pada Mei 1992, menghasilkan 2545 BOPD dan 811 MSCFD dari DST#2 (Widyanurhakman, 2007). Fluida pada lapangan XUS mempunyai warna kecokelatan dan memiliki sifat kental seperti pada Gambar 2. Berdasarkan pengujian densitas pada tekanan *atmosferik* dan temperatur pada 60ºF sampel fluida lapangan ini memiliki derajat API sebesar 27º yang dapat dikategorikan sebagai *black oil* atau minyak berat dan dapat dilihat dari ciri-ciri fluida tersebut.

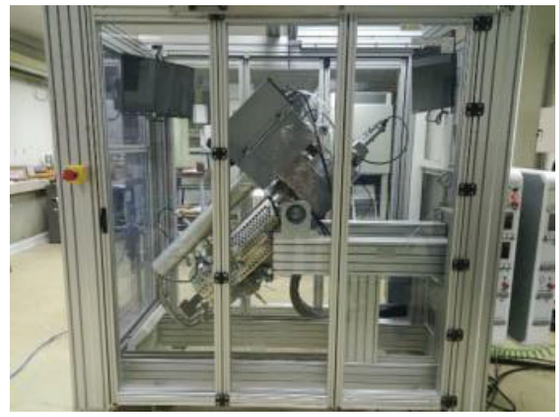
Black oil merupakan jenis dari fluida hidrokarbon yang memiliki komposisi yang kompleks, terutama mengandung *hidrokarbon* berat dengan sedikit kandungan gas yang terlarut. *Black oil* biasanya ditemukan dalam reservoir pada tekanan dan suhu yang relatif rendah dibandingkan dengan minyak volatil atau kondensat gas (Pederson et al, 2014). Lapangan ini memiliki tekanan reservoir sebesar 2163 psi dan temperatur 237ºF.



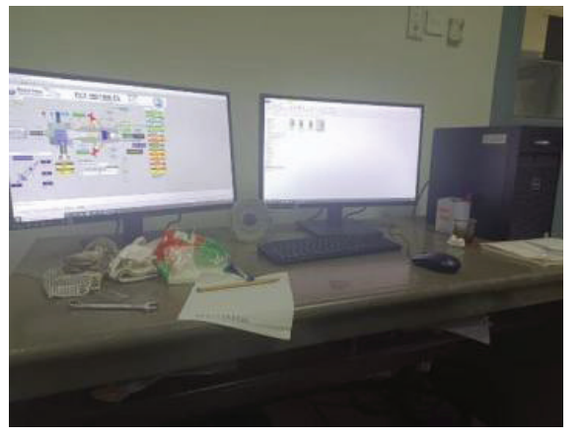
Gambar 2. Sampel minyak lapangan XUS

B. Pengambilan Data Oil Swelling

Cara mengetahui ada atau tidaknya ekspansi volume dari sampel minyak yang diinjeksikan CO_2 adalah dengan cara melakukan CCE. Metode ini dilakukan dengan menggunakan alat PVT 400/1000 seperti pada Gambar 3. Alat ini memiliki piston sebagai media pendorong dan memberikan tekanan ke dalam sel yang nantinya akan diisi oleh sampel. Alat ini dapat bergerak naik turun dengan kemiringan 45º, 90º, dan 135º dan dilengkapi dengan fitur kamera yang terintegrasi dengan komputer sehingga bisa mengetahui liquid level dari fluida ketika terjadi penurunan tekanan. Alat ini juga memiliki fitur stirring untuk mengaduk fluida agar pemisahan fluida minyak dan gas lebih cepat dan mendeteksi tekanan, temperatur, dan volume fluida menggunakan *detector* yang dapat terbaca di komputer seperti pada Gambar 4



Gambar 3. PVT 400/1000



Gambar 4. Komputer untuk mengoperasikan PVT 400/1000

Pengambilan data menggunakan PVY 400/1000 ini dimaksudkan untuk mempermudah analisis CCE yang dilakukan karena pengambilan data dapat dilakukan secara otomatis dan tercatat ke excel. Pengambilan data dilakukan dengan memasukkan sampel minyak orisinil (pada Gambar 5) dari botol ke dalam sel terlebih dahulu, lalu sel yang berada di dalam botol *piston* diinjeksikan menggunakan *tubing*. Sampel yang terinjeksikan akan dinaikkan tekanannya hingga 5000 psi, lalu tekanan akan diturunkan sebanyak 10 kali di atas tekanan *bubble point* dan ekspansi

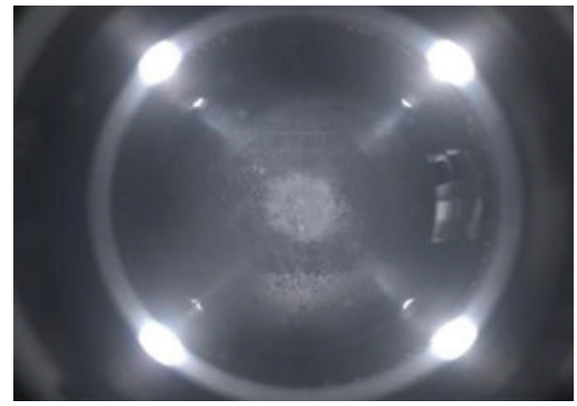
volume akan dicatat beserta penurunan tekanan nya pada setiap titik.

Pembacaan dilakukan berulang kali seiring dengan penambahan konsentrasi dari CO_2 pada pengujian. Dengan ini, data pembacaan liquid level, screenshot, tekanan dan volume pada setiap titik didapatkan dalam analisis. Setelah mengetahui proses pengolahan data, data dimasukkan ke dalam Ms. Excel rumus tersebut dimasukkan dan dihitung. Hasil yang didapatkan dari analisis CCE pada sampel lapangan XUS didapatkan tekanan *bubble point* berada pada 620 psig dan dapat dilihat pada Tabel 1.

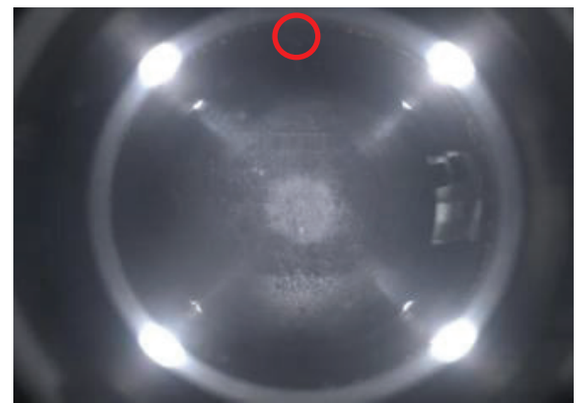
Tabel 1. CCE sampel lapangan XUS

P (Psi)	V (cc)	RV	*Y-Function*
5028.34	71.8628	0.964099	0
4990.95	71.9465	0.965222	0
4941.37	72.0271	0.966303	0
4864.76	72.0973	0.967245	0
4633.08	72.2069	0.968716	0
4379.30	72.3079	0.970071	0
3981.58	72.4528	0.972015	0
3606.74	72.6066	0.974078	0
3099.64	72.8089	0.976792	0
2612.80	73.0190	0.979611	0
2018.02	73.2870	0.983206	0
1454.95	73.5674	0.986968	0
620.20	74.5388	1	0
608.31	74.7372	1.002662	2.460112
508.46	80.1983	1.075927	2.767217
440.70	85.1719	1.142652	2.822157
391.32	90.1526	1.209472	2.799788
310.52	100.1250	1.34326	2.970972
234.55	120.0915	1.611127	2.81084
164.74	150.0642	2.013236	2.943235
105.22	200.0410	2.683716	3.326569
72.81	250.0284	3.354339	3.942799
52.86	300.0206	4.025026	4.84587

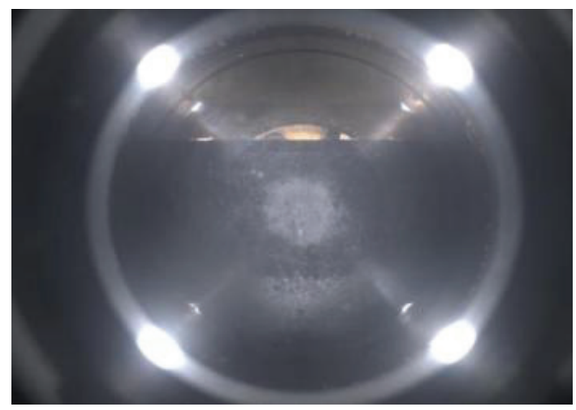
Bubble Point dapat diketahui dengan melihat visual dari kamera yang tersedia, indikasi bahwa fluida telah tersaturasi adalah terbentuknya gelembung pada dinding atas pada sel seperti pada Gambar 6. Bila fluida tersaturasi mengalami penurunan tekanan, gas yang terbebaskan akan semakin banyak seperti yang terlihat pada Gambar 7. Tekanan *bubble point* juga dapat diketahui dari pembacaan grafik tekanan berbanding volume seperti pada Gambar 8. Pada grafik ini, tekanan *bubble point* diketahui dari *gradien* tekanan Di mana setelah tekanan *bubble point* penambahan volume terjadi secara drastis dibandingkan dengan penambahan volume selama fluida belum tersaturasi.



Gambar 5. Sampel minyak pada kondisi belum jenuh

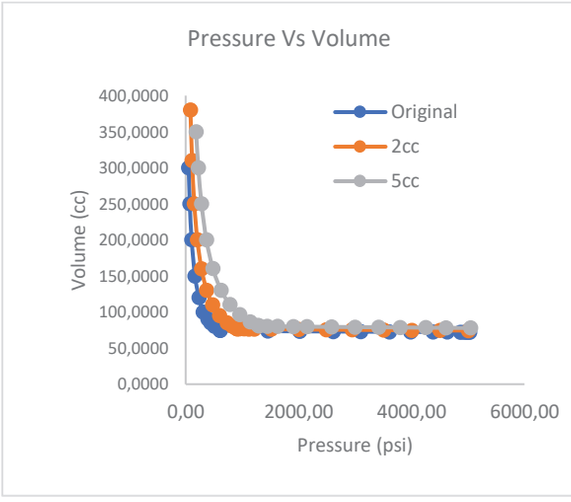


Gambar 6. Sampel minyak pada kondisi tekanan *bubble point*



Gambar 7. Sampel minyak pada kondisi jenuh

Tabel 1 menjelaskan bahwa hubungan antara tekanan dan volume berbanding terbalik, yang berarti seiring dengan penurunan tekanan maka volume akan semakin berekspansi. Pada kasus ini, volume sampel fluida di bawah tekanan tersaturasi memiliki kenaikan yang cukup drastis, hal ini dapat terjadi karena penurunan tekanan di bawah tekanan *bubble point* akan melepas lebih banyak fraksi ringan dari sampel fluida. Perubahan fasa ini merupakan faktor utama dari *ekspansi* volume pada sampel dan dapat terlihat perilaku tekanan dan volume sampel seperti ditunjukkan pada Gambar 8. *Relative volume* menunjukkan bahwa pada tekanan 5028 psi volume fluida hanya 0.964 atau hanya sekitar 96,4% dari volume pada tekanan *bubble point* yang berada pada 74.5388 cc. Titik terakhir pada 52 psi menunjukkan bahwa volumee telah berekspansi 4 kali lipat dibandingkan pada saat tekanan *bubble point*. Saat tekanan turun di bawah tekanan *bubble point*, gas mulai mengembang dan keluar dari fase minyak, sehingga volume total meningkat lebih cepat dibandingkan dengan volume minyak. Akibatnya, nilai *Y-function* akan mengalami perubahan signifikan.



Gambar 8. Grafik perbandingan tekanan dan volume sampel fluida lapangan XUS orisinil dengan penambahan injeksi CO_2 2cc dan 5cc

Tabel 2 merupakan hasil dari pengujian CCE pada sampel dengan penambahan CO_2 yang sudah dilakukan pengolahan data. Perhitungan *swelling factor* mulai dilakukan pada percobaan ini dan perhitungan dilakukan pada perbandingan volume pada kondisi tekanan *bubble point* antara orisinil dengan sampel yang telah dilakukan *oil swelling*. Jika nilai *swelling factor* lebih dari satu, ini menunjukkan terjadinya pengembangan volume (Kristanto et al., 2019). Pada percobaan *oil swelling* dengan CO_2 2 cc tekanan *bubble point* mengalami kenaikan menjadi 932 psi. Hal ini dapat terjadi karena Gas CO_2 yang larut dalam minyak menyebabkan peningkatan volume minyak dan melepaskan fraksi ringan pada sampel.

Tabel 2. CCE Sampel Lapangan XUS dengan *Oil Swelling* menggunakan CO_2 2 cc

P (psi)	V (cc)	RV	*Y Function*	*Swelling Factor*
5006.80	74.3141	0.96818	0	
4504.04	74.5506	0.971261	0	
4006.48	74.7779	0.974222	0	
3509.76	75.0623	0.977928	0	
2950.29	75.3514	0.981694	0	
2486.96	75.5748	0.984605	0	
2004.99	75.8807	0.98859	0	
1513.40	76.2362	0.993221	0	
1212.30	76.4728	0.996304	0	
1116.49	76.5354	0.997119	0	
1034.40	76.6034	0.998005	0	
951.57	76.6711	0.998887	0	
932.10	76.7565	1	0	1.03975
912.24	76.8558	1.001294	1.609622	
901.39	77.3515	1.007752	1.850469	
876.22	78.3417	1.020652	2.12946	
830.45	80.3239	1.046477	2.206328	
735.38	85.2868	1.111135	2.231518	
599.56	95.2338	1.240726	2.234107	
474.81	110.1852	1.435516	2.192265	
371.47	130.1449	1.695555	2.186678	
279.26	160.1089	2.085933	2.209793	
206.46	200.0805	2.606691	2.296882	
152.42	250.0594	3.257827	2.449534	
113.85	310.0444	4.039324	2.655572	
83.83	380.0327	4.951147	3.039945	

Seperti dapat dilihat pada Gambar 8 bahwa grafik lebih landai dibandingkan percobaan CCE orisinil. *Y-function* pada *oil swelling* 2 cc memiliki efisiensi pengurasan yang lebih baik karena

dengan penurunan nilai *Y-function* maka saturasi minyak residual cenderung lebih sedikit, yang berarti menambah total dari produksi minyak. Berdasarkan nilai *swelling factor* yang dihasilkan, sampel memiliki pengembangan volume sekitar 2% jika dibandingkan dengan sampel orisinil.

Tabel 3 merupakan hasil CCE dan pengolahan data dari penambahan kadar CO_2 menjadi 5 cc. Penambahan konsentrasi dilakukan dengan menambah kadar sebesar 3 cc pada percobaan sebelumnya dan tekanan dikembalikan ke 5000 psi agar *fluida homogen*. Setelah percobaan CCE dilakukan, perilaku volume memiliki kadar sekitar 3 cc lebih banyak dari percobaan sebelumnya pada tekanan di bawah *bubble point.*

Tabel 3. CCE Sampel Lapangan XUS dengan *Oil Swelling* menggunakan CO_2 5 cc

P (psi)	V (cc)	RV	*Y-Function*	*Swelling Factor*
5043.14	77.8956	0.967559	0	
4608.99	78.1371	0.970559	0	
4249.14	78.3549	0.973265	0	
3795.88	78.6255	0.976626	0	
3415.33	78.8565	0.979495	0	
3000.30	79.1299	0.982891	0	
2583.84	79.4189	0.986481	0	
2149.65	79.6924	0.989878	0	
1906.91	79.8705	0.99209	0	
1630.12	80.0882	0.994794	0	
1445.15	80.3137	0.997595	0	
1350.78	80.5073	1	0	1.09007
1280.99	81.4996	1.012326	1.267958	
1142.48	86.4456	1.073761	1.90296	
955.04	96.3725	1.197065	1.865754	
782.62	110.3052	1.370127	1.823046	
626.27	130.2442	1.617794	1.785249	
481.70	160.1879	1.989731	1.772116	
367.00	200.1431	2.486024	1.783635	
280.01	250.1092	3.106665	1.826328	
223.76	300.0873	3.727455	1.888841	
184.37	350.0719	4.348325	1.965129	

Tekanan *bubble point* mengalami peningkatan yaitu sekitar 1350 psi dikarenakan lebih banyak fraksi ringan yang terlepas akibat bereaksi dengan CO_2 dan dapat dilihat pada Gambar 8. Nilai *relative volume* pada tekanan tersaturasi di tekanan sekitar 480 psi pada percobaan 2 cc memiliki nilai sekitar 1.43 sedangkan pada percobaan pada Tabel 3, nilai ini memiliki angka 1.99 yang berarti pengembangan volume terlihat lebih signifikan pada saat fluida berada pada kondisi dua fasa. *Y-function* pada percobaan ini memiliki nilai rata-rata sekitar 1.2 – 1.9. Hal ini menandakan bahwa total minyak *residual* pada lapangan berkurang dan jumlah minyak yang terproduksikan akan lebih banyak dibandingkan dengan konsentrasi 2 cc. *Swelling factor* mengalami sedikit kenaikan yaitu 1,08 yang berarti volume fluida pada tekanan *bubble point* pada percobaan ini memiliki pengembangan 8% lebih besar dari volume *orisinil* dari sampel. Berdasarkan percobaan yang dilakukan pada (Kristanto et al., 2019), hasil penelitian ini mendukung atau memiliki dampak yang sebanding dengan percobaan yang pernah dilakukan sebelumnya.

KESIMPULAN

Dari ketiga percobaan ini, dapat dilihat bahwa sensitivitas *oil swelling* menggunakan CO_2 memiliki dampak terhadap perilaku fluida seperti pengembangan volume pada 2 dan 5 cc. Sampel orisinil hanya memiliki volume kurang lebih 71 cc pada tekanan 5000 psi, namun pada konsentrasi CO_2 pada tekanan yang sama volume sampel berada di sekitar 74 cc dan pada 5 cc volume mengembang lagi menjadi 77 cc. Nilai *Y- function* seiring dengan penambahan konsentrasi CO_2 cenderung menurun yang pada kondisi orisinil memiliki nilai sekitar 2.4 – 4.8 menjadi 1.2 – 1.9 pada injeksi 5 cc. Hal ini menandakan penambahan CO_2 memiliki dampak yang menguntungkan karena selain saturasi residual minyak berkurang, efisiensi produksi fluida juga semakin baik. Pada konsentrasi 2 cc minyak memiliki nilai *swelling factor* 1.03, sedangkan pada konsentrasi 5 cc sampel memiliki nilai *swelling factor* 1.09 yang menandakan penambahan konsentrasi CO_2 menambah nilai *swelling factor* pada sampel fluida lapangan XUS.

DAFTAR PUSTAKA

Fakher, S., & Imqam, A. (2020). An experimental investigation of immiscible carbon dioxide interactions with crude oil: Oil swelling and asphaltene agitation. *Fuel*, 269, 117380. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117380

Rosiani, D., Permadi, A. K., Siregar, H. P. S., Gunawan, A. Y., & Ariadji, T. (2022). A new CO_2-EOR methods screening model based on interdependency parameters. *Applied Sciences*,12(8),3937.https://doi.org/10.3390/app12083937

Mohammed-Singh, L., Singhal, A. K., & Sim, S. (2006). Screening Criteria for Carbon Dioxide Huff 'n' Puff Operations. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. https://doi.org/10.2118/100044-ms

Muslim, A., Bae, W., Permadi, A. K., Gunadi, B., Saputra, D. D., Widyaningsih, R., & Gunadi, T. A. (2013). Opportunities and challenges of CO2 flooding in Indonesia. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. https://doi.org/10.2118/165847-ms

Fakher, S., & Imqam, A. (2018). Investigating and mitigating asphaltene precipitation and deposition in low permeability oil reservoirs during carbon dioxide flooding to increase oil recovery. *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition*.https://doi.org/10.2118/192558-ms

Fakher, S., Imqam, A., & Wanas, E. (2018b). Investigating the viscosity reduction of Ultra-Heavy crude oil using hydrocarbon soluble low molecular weight compounds to improve oil production and transportation. *SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition*. https://doi.org/10.2118/193677-ms.

Hand, J. L., & Pinczewski, W. V. (1990). Interpretation of Swelling/Extraction tests. *SPE Reservoir Engineering*, 5(04), 595–600. https://doi.org/10.2118/19471-pa

Fakher, S. (2019). Investigating Factors that May Impact the Success of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery in Shale Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. https://doi.org/10.2118/199781-stu.

Hatzignatiou, D., & Lu, Y. (1994). Feasibility Study of CO_2 Immiscible Displacement Process In Heavy Oil Reservoirs. *Annual Technical Meeting*. https://doi.org/10.2118/94-90

Gao, C., Li, X., Guo, L., & Zhao, F. (2013). Heavy oil production by carbon dioxide injection. *Greenhouse Gases Science and Technology*, 3(3),185–195.https://doi.org/10.1002/ghg.1346

Anonim. *Carbon Dioxide-Enhanced oil recovery in Indonesia*: (2019) .https://doi.org/ 10.22617/tcs190600

Li, X., Song, Y., Wu, B., Liu, Y., & Jiang, L. (2017). Determination of swelling effect in CO 2 -Brine systems using microfocus x-ray CT. *Energy Procedia*, 142, 3344–3349. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.48

Kristanto D., Hariyadi, Wibowo, & Paradhita, W. (2019). Determination of swelling factor and minimum miscibility pressure for carbon dioxide gas injection application in the oil field. *Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi*, 53 (3).

Widyanurhakman, F. (2020). Evaluasi penerapan sistem manajemen keselamatan dan kesehatan kerja PT. Pertamina Hulu Energi Ogan Komering Berdasarkan Peraturan Ohsas" 18001:2007.

Pedersen, K. S., Christensen, P. L., & Shaikh, J. A. (2014). *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*. CRC Press.

Danesh, A. (1998). *PVT and Phase Behaviour Of Petroleum Reservoir Fluids*. Elsevier.