



Swelling/ Extraction Test of Carbon Dioxide Injection on Dead Oil Field Structure X for Phase Behavior Study

I Gusti S. Budiaman^{1,2}, Tommy Rinanto Suhadi², Denie Tirta Winata³, Victor Sitompul³, Ari Buhari³, and Syaeful Adi Satya³

¹UPN Veteran Yogyakarta,

²Upstream Technology Center - PERTAMINA,

³Research Technology Center - PERTAMINA

*E-mail : igusti_sb@upnyk.ac.id

Abstract

At present, most of Indonesia's oil field production has decreased significantly. Carbon dioxide (CO₂) is one of the EOR gas injection method that has been proven to improve oil recovery factor especially in sub-tropical countries such as America and Canada whose average reservoir has low temperature at the highest temperature range of 135°F. On the other hand, Indonesia is a country with abundant sources of CO₂, especially from the oil and gas industry and the Steam Power Plant (PLTU) with fuel oil/ coal, has not been optimally utilized. In this study we studied the phase behavior of CO₂ injection effect on Indonesian oil which has a high average temperature reaching 275°F (135°C). Basically it is known that CO₂ is increasingly difficult to mix with oil at higher temperatures. If CO₂ is injected below the minimum miscible pressure (MMP) at the reservoir temperature, the oil recovery efficiency will decrease as the miscibility is not achieved. It is expected that the process of oil recovery may occur under conditions between immiscible and miscible processes. The CO₂ injection experiments were carried out on X field stock tank oil, which according to the EOR screening results were suitable using CO₂ EOR. The experiment was conducted using PERTAMINA's Visual PVT & Swelling Test equipment on various of CO₂ injection and pressure on stock tank oil at 135°C. The experimental results show the swelling of oil on various CO₂ injections and pressures but extraction has not been reached yet. This showed that only CO₂ is miscible into the oil phase and changes the properties of the oil. The miscibility process of CO₂ into the oil phase can decrease the viscosity of the oil, impacting on oil mobility to improve the oil recovery factor. However CO₂ is not able to extract the oil into the gas phase due to technical difficulties thus it may not be defined at this point.

Keywords : carbon dioxide, immiscible, miscible, oil recovery factor, swelling factor

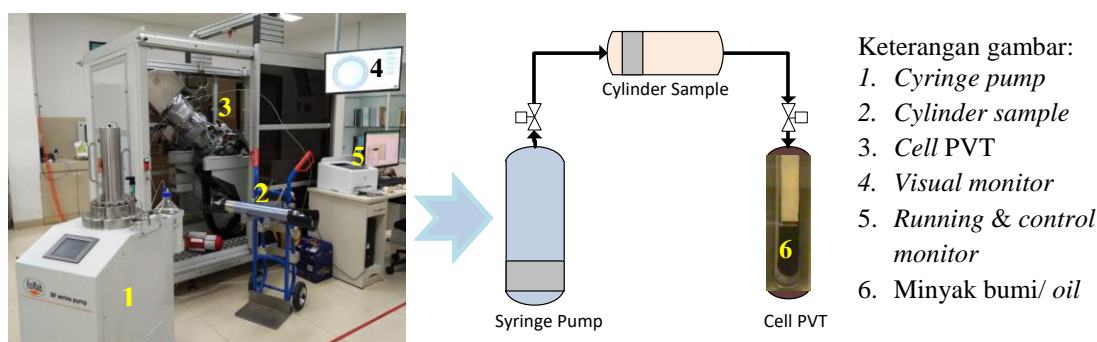
Pendahuluan

Proses pengurusan minyak bumi dari *reservoir* minyak di Indonesia telah dimulai sejak sebelum kemerdekaan. Berbagai upaya pengurusan secara primer telah dilakukan melalui perencanaan pengembangan lanjut (*plan of further development/ POFD*) dan implementasi *secondary recovery* seperti *water flooding*. Saat ini, sebagian besar lapangan minyak Indonesia telah mengalami penurunan produksi secara signifikan dengan *water cut* yang sangat tinggi. Salah satu cara untuk meningkatkan *recovery factor* minyak atau menurunkan *water cut* dapat dilakukan dengan mengimplementasikan metode *enhanced oil recovery* (EOR). Karbon dioksida (CO₂) merupakan salah satu media EOR yang telah berhasil digunakan di beberapa negara seperti Amerika dan Kanada dengan suhu reservoir yang relatif rendah berkisar 95-135°F. Brock dan Bryan, 1989, telah merangkum beberapa hasil pengujian injeksi CO₂ pada skala lapangan, meliputi 21 lapangan *miscible flooding*, 4 lapangan *immiscible multi-wells flood*, dan 4 lapangan *immiscible Huff & Puff*. Faktor pemakaian CO₂ *gross* terhadap produksi minyak sangat bervariasi, dipengaruhi oleh berbagai hal seperti jenis minyak, kondisi suhu dan tekanan, dan cara injeksi. Jenis minyak dan kondisi operasi injeksi CO₂ sangat menentukan pencapaian kondisi *miscible* atau *immiscible*. Percobaan laboratorium yang dilakukan oleh Hand dan Val Pinczewski, 1990, untuk injeksi CO₂ terhadap *stock tank oil* (STO) dinyatakan bahwa pada awal injeksi CO₂ terjadi proses bercampurnya CO₂ ke dalam fasa minyak yang mengakibatkan peningkatan volume minyak (*swelling*). Seiring kenaikan tekanan dan jumlah CO₂ yang diinjeksikan dapat terjadi proses berpindahannya sebagian komponen hidrokarbon ringan ke dalam CO₂ (*extraction*). Dengan terjadinya *extraction* terhadap hidrokarbon ringan dan sebagian hidrokarbon berat akan diperoleh suatu kondisi dimana CO₂ *miscible* dengan fasa minyak, kondisi ini dapat dihubungkan dengan MMP. Sama halnya dengan artikel yang disampaikan oleh Bank, et.al., 2007 menyatakan bahwa injeksi CO₂ EOR pada tekanan tertentu dan suhu



reservoir dapat mengekstrak senyawa hidrokarbon yang lebih ringan masuk ke fasa CO₂ dan akan mengembun lagi ke dalam fasa minyak. Kejadian ini akan mendorong terjadinya proses *miscible* (tercampur dalam seluruh bagian), yang selanjutnya dapat berdampak pada *swelling* minyak karena jenuh oleh CO₂, penurunan viskositas minyak yang mengembang karena bercampur CO₂ yang mempunyai viskositas jauh dibawah minyak, *extraction* hidrokarbon ringan ke dalam fasa CO₂, dan pergerakan fluida akibat kenaikan tekanan. Secara umum, proses *immiscible* CO₂ EOR kurang efisien dibandingkan dengan proses *miscible* dalam meningkatkan *recovery factor* minyak dari *reservoir*. Masih banyak peneliti lain dengan argumentasi senada atau hampir sama seperti antara lain Tsau, dkk., 2010, dan Zhang, dkk., 2010. Tantangan yang cukup berat untuk implementasi CO₂ EOR di Indonesia meliputi: 1) kondisi *reservoir* yang ekstrim dimana suhu *reservoir* sangat variatif dari suhu sedang sampai tinggi (140-285°F dengan tekanan sedang sampai dibawah MMP pada kisaran 600-2600 psig, 2) lokasi *reservoir* (*on shore* dan *off shore*), 3) sumber CO₂ masih belum terorganisasi dengan baik atau masih tersebar berupa gas *venting* dari kilang minyak, pembangkit listrik tenaga uap (PLTU), dan proses pemisahan hidrokarbon di lapangan minyak. Potensi yang besar tanpa adanya integrasi produksi dan transportasi CO₂ yang memadai sangat menyulitkan implementasi CO₂ EOR untuk meningkatkan produksi minyak di Indonesia dan memerlukan investasi besar.

Metode Penelitian



Gambar 1. Rangkaian Alat Proses Pengujian PVT & Swelling

Percobaan pengujian proses *swelling* dan *extraction* minyak mentah STO dari Lapangan X dilangsungkan pada rangkaian alat proses pengujian PVT & *swelling* secara *batch* yang dilengkapi alat kontrol suhu, tekanan, pengadukan, dan *rocking* seperti terlihat pada **Gambar 1**. Sebelum percobaan dilangsungkan, pertama kali dilakukan uji kebocoran pada alat sel PVT (3) menggunakan gas inert pada tekanan tinggi. Setelah terbukti tidak ada kebocoran, semua gas inert dikeluarkan dari peralatan dan sel PVT dikosongkan sampai bebas gas inert. Sampel minyak dari lapangan X yang telah disiapkan pada *cylinder sample* (2) dimasukkan ke dalam sel PVT yang di set beroperasi isothermal pada suhu operasi 135°C. Percobaan dilakukan sesuai langkah-langkah sebagai berikut:

1. Pemompaan minyak menggunakan cyringe pump (1) sampai jumlah minyak volume tertentu (6).
2. Selanjutnya dilakukan proses pengujian constant mass expansion (CME) pada suhu tetap 135°C sesuai suhu lapangan X dikendalikan dari *running & control monitor* (5) pada berbagai perubahan tekanan. Pengujian ini dimaksudkan untuk mendapatkan korelasi tekanan terhadap volume minyak dan volume total (gas dan minyak).
3. Injeksi CO₂ dengan persen volume tertentu ke dalam sel PVT yang telah terisi minyak dari langkah 1, selanjutnya diikuti pengujian CME sesuai langkah 2.
4. Demikian seterusnya, dilakukan injeksi CO₂ lanjutan sampai jumlah tertentu dan dilakukan pengujian CME sesuai langkah 2.
5. Pencatatan data tekanan dan volume total dilakukan secara otomatis oleh software yang telah disiapkan dan terkalibrasi dalam rangkaian peralatan, kecuali volume cairan dilakukan dengan metode tersendiri sesuai perencanaan.

Hasil dan Pembahasan

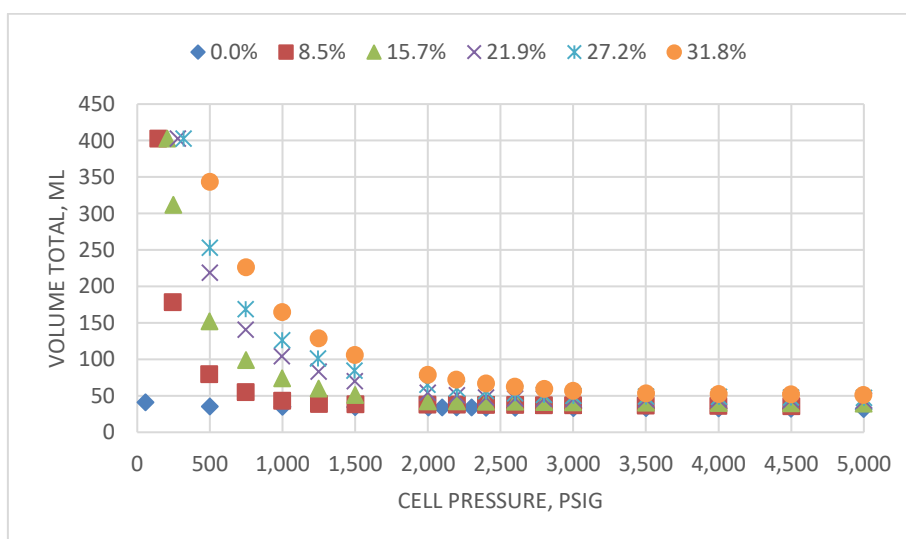
CO₂ mempunyai keistimewaan berlaku sebagai solvent pada kondisi supercritical dan juga bersifat *miscible* di dalam *hydrocarbon*. Di dalam studi ini minyak yang digunakan merupakan STO yang mempunyai *saturation pressure* lebih rendah dibandingkan dengan *saturation pressure* CO₂. Fenomena tersebut (bersifat solvent dan *miscible*) akan mengakibatkan terjadinya perubahan *PVT Correlation*.

Hasil percobaan disajikan dalam **Tabel 1**, **2** dan **3** yang selanjutnya dituangkan dalam bentuk grafik disajikan pada **Gambar 2**, **3** dan **4**. **Tabel 1** dan **Gambar 2** menunjukkan bahwa pada suhu dan tekanan tetap, injeksi CO₂

kedalam minyak sangat berpengaruh terhadap perubahan volume total fluida. Semakin besar injeksi CO₂ semakin besar pula *swelling* atau perubahan volume total. Hal ini terlihat semakin nyata pada penurunan tekanan sampai dibawah *saturation pressure* sebagian cairan berubah menjadi gas.

Tabel 1. Hubungan perubahan volume pada berbagai persen volume injeksi CO₂ dan variasi tekanan
 Suhu operasi : 135°C
 Pengadukan : 600 rpm (pada waktu tertentu)

Persen Penambahan CO ₂											
0%		8.5%		15.7%		21.9%		27.2%		31.8%	
Press	Total Cell Volume	Press	Total Cell Volume	Press	Total Cell Volume	Press	Total Cell Volume	Press	Total Cell Volume	Press	Total Cell Volume
(psig)	(cc)	(psig)	(cc)	(psig)	(cc)	(psig)	(cc)	(psig)	(cc)	(psig)	(cc)
4999	32.19	5001	35.64	4998	39.62	5000	43.62	5000	47.27	4998	51.31
4500	32.50	4500	36.02	4499	40.03	4499	44.16	4499	47.98	4500	52.04
4000	32.79	3999	36.35	4001	40.44	4000	44.66	4003	48.61	4000	52.80
3500	33.09	3498	36.71	3500	40.88	3500	45.21	3501	49.30	3500	53.66
3000	33.43	2999	37.14	3000	41.35	3001	45.80	3000	50.07	3000	56.87
2600	33.81	2799	37.38	2800	41.65	2800	46.17	2799	51.15	2800	59.54
2400	33.94	2600	37.56	2599	41.90	2600	46.48	2600	53.43	2599	62.92
2300	34.01	2400	37.71	2400	42.12	2399	47.81	2400	56.37	2400	67.06
2198	34.08	2200	37.91	2200	42.34	2200	50.70	2200	60.16	2196	72.27
2099	34.15	1998	38.09	2000	42.59	1999	54.53	1997	65.15	1998	78.84
2003	34.22	1501	38.56	1499	51.41	1497	70.03	1494	84.66	1497	106.08
1500	34.60	1250	38.82	1249	60.22	1248	83.52	1244	101.14	1248	129.17
1000	35.01	997	43.54	998	74.15	996	104.57	996	126.23	998	164.75
500	35.47	746	55.21	749	98.96	747	140.72	746	168.86	749	226.53
56	40.99	495	79.82	498	152.05	499	218.96	498	253.06	499	343.70
		245	178.53	249	311.77	279	402.79	319	402.81		
		145	402.82	206	402.90						



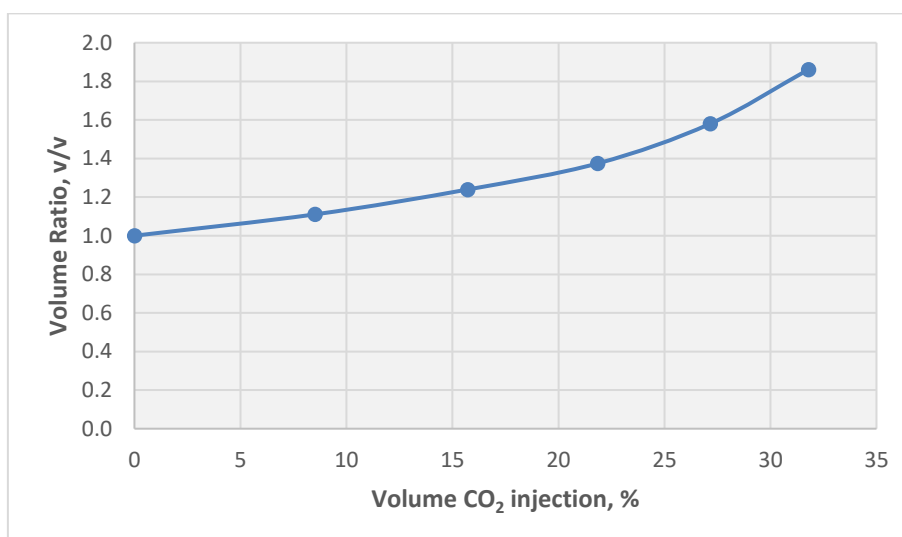
Gambar 2. Hubungan tekanan operasi sel versus volume total pada berbagai persen volume injeksi CO₂ dan suhu tetap 135°C.

Masuknya CO₂ ke dalam fasa minyak terlihat sangat berpengaruh terhadap korelasi PVT campuran. Makin tinggi jumlah CO₂ terlarut dapat menaikkan *saturation pressure* minyak secara signifikan. Jika diperhatikan perubahan yang dialami terhadap volume total pada tekanan 500 psig (**Gambar 2**) untuk berbagai variasi injeksi CO₂, semakin banyak injeksi CO₂ volume total menjadi semakin besar. Hal ini menunjukkan bahwa CO₂ mulai terlepas dari fasa minyak ke fasa gas, karena CO₂ mempunyai sifat sebagai *solvent*, diharapkan pada saat lepasnya CO₂ dari fasa minyak sekaligus mampu mengekstrak minyak. Pada kondisi di atas supercritical CO₂ (≥ 2000 psig), terlihat semua masih dalam bentuk liquid (dari berbagai variasi injeksi CO₂), yang menandakan bahwa proses *swelling* terjadi pada kondisi tekanan ≥ 2000 psig. Dari gambar ini proses *extraction* belum dapat didefinisikan.

Tabel 2. Hubungan volume ratio pada berbagai persen volume injeksi CO₂

Tekanan operasi : 2600 psig
Suhu operasi : 135°C
Pengadukan : 600 rpm (pada waktu tertentu)

Injeksi CO ₂	Total Volume	Volume Ratio
(%)	(cc)	v/v
0	33.81	1
8.5	37.56	1.11
15.7	41.9	1.24
21.9	46.48	1.37
27.2	53.43	1.58
31.8	62.92	1.86



Gambar 2. Hubungan persen volume injeksi CO₂ versus *volume ratio* pada tekanan tetap 2600 psig dan suhu tetap 135°C.

Diketahui bahwa reservoir lapangan X saat ini mempunyai tekanan rerata 2600 psig dan suhu 135°C. Oleh sebab itu, studi ini diutamakan untuk mengkaji perubahan volume minyak dengan berbagai injeksi CO₂ pada kondisi tekanan konstan 2600 psig. **Tabel 2** dan **Gambar 3** menunjukkan bahwa terjadi perubahan terhadap volume total akibat adanya CO₂ yang bercampur ke dalam minyak dan yang terlepas dari fasa minyak, namun belum bisa dijelaskan adanya proses *extraction*. Rasio volume total terhadap volume minyak awal memberikan slope yang semakin besar untuk kenaikan injeksi CO₂ mencapai 31,8%. Perubahan slope yang semakin besar menunjukkan mulai terjadi proses penguapan atau tekanan operasi telah melewati tekanan uap campuran. Kondisi seperti ini tentu sangat diharapkan agar terjadi proses *extraction* oleh lepasnya solvent CO₂. Namun, perubahan *slope* belum mencapai maksimum, kemungkinan besar disebabkan oleh jumlah CO₂ yang diinjeksikan belum mencapai maksimum. Untuk memperoleh gambaran proses *swelling* dan *extraction* yang lebih jelas, peneliti seperti Tsau,

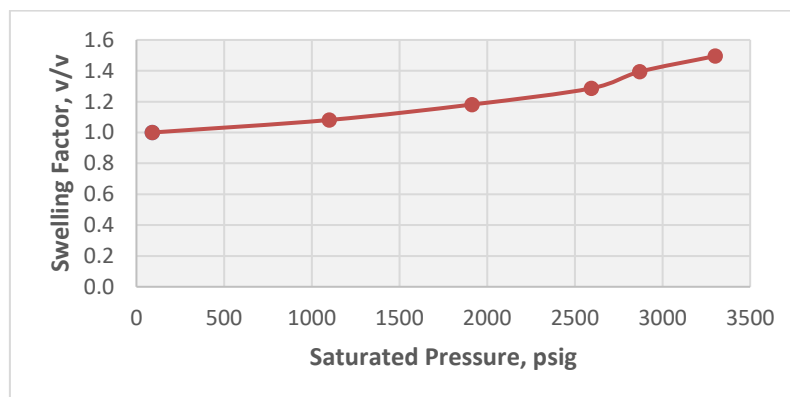
dkk., 2010, menggambarkan hubungan antara tekanan uap jenuh campuran pada berbagai injeksi CO₂ versus rasio volume CO₂ tercampur ke dalam fasa minyak terhadap volume minyak awal.

Tabel 3 dan **Gambar 4** menunjukkan terjadinya proses *swelling* sampai 1,5 pada injeksi CO₂ sebesar 31,8% yang dicapai pada tekanan uap jenuh 3300 psig. Keadaan ini menunjukkan bahwa belum terlihat terjadinya proses *extraction* meskipun tekanan dan suhu operasi telah mencapai kondisi *supercritical* untuk CO₂. Kondisi *extraction* minyak oleh CO₂ biasanya terjadi disekitar tekanan tercampur minimum (TTM) atau MMP. Pada injeksi CO₂ sebesar 21,9% diperoleh tekanan uap jenuh sebesar 2594,2 psig hampir dekat dengan tekanan rerata *reservoir* lapangan X saat ini dengan *swell* minyak sekitar 1,3. Dari semua data yang telah terkumpul dan dilakukan evaluasi ternyata belum terjadi proses *extraction* sehingga kondisi TTM/ MMP belum bisa diilustrasikan. Oleh sebab itu, perlu dilakukan percobaan tambahan sampai diperoleh *swelling factor* lebih kecil dari 1 (satu) menuju hampir konstan pada kenaikan tekanan akibat injeksi CO₂.

Tabel 3. Hubungan tekanan uap jenuh versus volume minyak jenuh pada berbagai persen injeksi CO₂

Suhu operasi : 135°C
Pengadukan : 600 rpm (pada waktu tertentu)

Injeksi CO ₂	Saturation Pressure	Saturation Volume	Swelling Factor
(%)	(psig)	(cc)	
0	91	36.17	1
8.5	1099	39.11	1.08
15.7	1914	42.73	1.18
21.9	2594	46.52	1.29
27.2	2870	50.42	1.39
31.8	3300	54.07	1.5



Gambar 4. Hubungan tekanan uap jenuh versus *swelling factor* pada berbagai persen volume injeksi CO₂ dan suhu tetap 135°C.

Kesimpulan

Berdasarkan hasil evaluasi dan interpretasi data percobaan dapat disimpulkan:

- Proses *swelling* terjadi pada kondisi diatas *supercritical*, dalam hal ini terjadi pada pressure diatas 2000 psig.
- Pada berbagai injeksi CO₂ telah terjadi proses *swelling* volume fasa minyak. *Swelling factor* maksimum yang dapat dicapai pada kondisi reservoir 2600 psig dan 135°C sekitar 1,3.
- Injeksi CO₂ telah mencapai 31,8% v/v namun belum terjadi proses *extraction*.
- Saat ini percobaan masih terus dilanjutkan dengan penambahan injeksi CO₂ untuk mencapai kondisi *extraction*.



Daftar Pustaka

- Bank, G.C., Riestenberg, D., and Koperna, G.J., 2007, CO₂-Enhanced Oil Recovery Potential of the Appalachian Basin, SPE-111282-MS, Kentucky, U.S.A.
- Brock, W.R. and Bryan L.A., 1989, Summary Results of CO₂ EOR Field Tests, pp. 1972-1987, Society of Petroleum Engineers, Inc., SPE 18977 by Exxon Co. U.S.A.
- Hand, J.L., and Van Pinczewski, W., 1990, Interpretation of Swelling/ Extraction Tests, SPE-1947-PA, pp. 595-600, New South Wales.
- Tsau, J.S., Bui, L.H., and Willhite, G.P., 2010, Swelling/ Extraction Test of a Small Sample Size for Phase Behavior Study, SPE-129728-MS, University of Kansas, Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA.
- Zhang, Y., Zhang, L., Niu, B., and Ren, S., 2010, Integrated Assessment of CO₂-Enhanced Oil Recovery and Storage Capacity, SPE 137615, China University of Petroleum, Canadian Conferenced, Alberta, Canada.





Lembar Tanya Jawab

Moderator : Tedi Hudaya (Universitas Katolik Parahiyangan)
Notulen : Alfiena Intan Zahirah (UPN "Veteran" Yogyakarta)

1. Penanya : Anggun Mita Mutiara (UPN "Veteran" Yogyakarta)
Pertanyaan : Bagaimana cara mengatasi permasalahan suhu tinggi *reservoir* di Indonesia?
Jawaban : Tidak mungkin memodifikasi suhu *reservoir*, yang bisa berubah dan dapat dimodifikasi adalah tekanannya.
2. Penanya : Idhlam Kholid (UPN "Veteran" Yogyakarta)
Pertanyaan : Kenapa tidak menggunakan metode EOR dengan pemanasan? Apa kendalanya?
Jawaban : Metode pemanasan digunakan untuk minyak berat dengan viskositas 50-1000 cp. Sedangkan CO₂ bisa digunakan juga untuk minyak ringan dan CO₂ sangat berlimpah di Indonesia.

