



Peningkatan Perolehan Minyak Dengan CO₂ Flooding Pada Lapangan “X” Lapisan “Y”

Edgie Yuda Kaesti¹, Bambang Bintarto¹

¹Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Mineral UPN “Veteran” Yogyakarta
Jl. SWK 104 Condongcatur Yogyakarta 55285
Email : Edgie_yudha@gmail.com

Received 14 September 2016; Accepted 20 Januari 2017
Available online 30 April 2017

ABSTRAK

Enhance Oil Recovery (EOR) adalah salah satu teknik dalam meningkatkan jumlah minyak yang dapat di produksi. Proses CO₂-EOR adalah dengan menginjeksi CO₂ pada lapisan produktif dengan tekanan dibawah tekanan rekah formasi. Pada EOR ini menggunakan CO₂ karena CO₂ mudah larut dalam minyak bumi namun sulit larut pada air dan ketersediaan CO₂ pada lapangan migas sangat berlimpah. Pemilihan metode peningkatan perolehan dengan CO₂ Flooding pada Lapangan X menggunakan gas CO₂ dikarenakan: gas CO₂ tidak bereaksi dengan air atau minyak dan ketersediaan gas CO₂ yang cukup besar di Lapangan X. Peningkatan perolehan minyak pada lapisan “Y” dapat dilakukan dengan beberapa metode, antara lain dengan Water Flooding (Injeksi Air) dan CO₂ Flooding (Injeksi CO₂). Pada Lapangan X lapisan Y ini peningkatan perolehan minyak dilakukan dengan metode CO₂ Flooding. Sumur-sumur yang digunakan sebagai sumur injeksi pada proses injeksi gas CO₂ adalah sumur *water flooding* dan sumur *suspended* pada lapisan yang sama. *Recovery factor* menggunakan skenario pengembangan menggunakan injeksi gas CO₂ akan bertambah sebesar 47,05% dari *recovery factor* pada *base case* sebesar 58,79% menjadi 86,84% (sama dengan 350 MSTBO).

Kata Kunci: CO₂Flooding, injeksi, produksi

ABSTRACT

Enhanced Oil Recovery (EOR) is one of techniques to increasing the amount of oil production. Process of CO₂-EOR is injecting CO₂ in productive layers with pressure injection below formation fracture pressure. CO₂ is easily dissolves in oil but difficult to dissolve in water and the availability of CO₂ in oil and gas field is very abundant. Improving the flow of oil produce of the reservoir with CO₂-EOR involves injecting CO₂ into an oil reservoir, often with intervening injections of water. Injecting CO₂ serves to decrease the viscosity of the oil and improve recovery efficiency of the remaining unproduced oil, thus enabling an increased amount of oil to be producing. Using CO₂ injection, the recovery factor (RF) will increase 47,05 % , from the recovery factor at base case is 58,79% to 86,84% (equivalent with 350 MSTBO).

Keywords: CO₂Flooding, injection, production

I. PENDAHULUAN

Enhance Oil Recovery (EOR) adalah salah satu teknik dalam meningkatkan jumlah minyak yang dapat di produksikan. Proses CO₂-EOR adalah dengan menginjeksi CO₂ pada lapisan produktif dengan tekanan dibawah tekanan rekah formasi. Pada EOR ini menggunakan CO₂ karena CO₂ mudah larut dalam minyak bumi namun sulit larut pada air dan ketersediaan CO₂ pada lapangan migas sangat berlimpah.

Sifat-sifat CO₂, perubahan sifat kimia fisika yang disebabkan oleh adanya injeksi CO₂ adalah sebagai berikut :

1. Pengembangan volume minyak
 - Adanya CO₂ yang larut dalam minyak akan menyebabkan pengembangan volume minyak (*swelling factor*).
 - *Swelling Factor* yaitu : Perbandingan volume minyak yang telah dijenuhi CO₂ dengan volume minyak awal sebelum dijenuhi CO₂.
 - Bila besarnya *swelling factor* lebih dari satu, berarti menunjukkan adanya pengembangan.
2. Penurunan viskositas
 - Adanya sejumlah CO₂ dalam minyak akan mengakibatkan penurunan viskositas minyak.
 - Menurut *Simon dan Gause* menyatakan bahwa penurunan viskositas tersebut dipengaruhi oleh tekanan dan viskositas minyak awal sebelum dijenuhi CO₂.
3. Kenaikan densitas
 - Terlarutnya sejumlah CO₂ dalam minyak menyebabkan kenaikan densitas.
 - Hal yang menarik ini oleh *Holm dan Josendal* dimana besarnya kenaikan densitas dipengaruhi oleh tekanan saturasinya.
4. Ekstraksi sebagian komponen minyak
 - Sifat CO₂ yang terpenting adalah kemampuan untuk mengekstraksikan sebagian komponen minyak.
 - Hasil dari penelitian *Nelson dan Menzile* menunjukkan bahwa pada 135 °F dan pada tekanan 2000 Psi minyak dengan gravity 35⁰API mengalami ekstraksi lebih besar dari 50 %.

Beberapa hal dalam proses EOR ketika minyak bumi terjenuhi oleh CO₂, yaitu :

1. Penurunan harga viskositas minyak yang dapat menyebabkan mobilitas minyak bumi meningkat dan menaikkan viskositas air.
2. Volume minyak akan mengalami kenaikan dan penurunan harga densitas minyak.

Mekanisme dasar injeksi CO₂ adalah bercampurnya CO₂ dengan minyak kemudian membentuk fluida baru yang lebih mudah untuk didesak dibandingkan dengan kondisi minyak awal. Ada 4 jenis mekanisme pendesakan pada injeksi CO₂:

1. Injeksi CO₂ secara menerus selama proses EOR. Menginjeksikan terus menerus gas CO₂ ke dalam reservoir maka diharapkan gas CO₂ ini dapat larut dalam minyak dan mengurangi viskositasnya, dapat menaikkan densitas (sampai tahap tertentu, yang kemudian diikuti dengan penurunan densitas), dapat mengembangkan volume minyak, dan merefraksi sebagian minyak, sehingga minyak akan lebih banyak terdesak keluar dari media berpori.
2. Injeksi slug CO₂ dan diikuti oleh air. Menginjeksikan carbonat water (percampuran antara air dengan gas CO₂ (reaksi CO₂ + H₂O) sehingga membentuk air karbonat yang digunakan sebagai injeksi dalam proyek CO₂ flooding) ke dalam reservoir. Tujuan utama adalah untuk terjadi percampuran yang lebih baik terhadap minyak sehingga akan mengurangi viskositas dari minyak serta mengembangkan sebagian volume minyak sehingga dengan demikian penyapuan akan lebih baik.
3. Injeksi slug CO₂ dan air secara bergantian. Membentuk slug penghalang dari CO₂ yang kemudian diikuti air sebagai fluida pendorong. Cara pertama sama seperti cara kedua, pembentukan slug ini untuk lebih dapat mencampur gas CO₂ ke dalam minyak, kemudian karena adanya air yang berfungsi sebagai pendorong maka diharapkan efisiensi pendesakan akan lebih baik.
4. Injeksi CO₂ dan air secara simultan. Cara yang keempat sebenarnya sama dengan cara yang ketiga tetapi disini lebih banyak fluida digunakan CO₂ untuk lebih melarutkan minyak setelah proses penyapuan terhadap pendesakan minyak, maka minyak yang telah tersapu dan akan diproduksikan melalui sumur produksi. Tingkat perolehan oil yang paling tinggi adalah pada mekanisme ineksi gas CO₂ yang dilakukan secara kontinyu, sedangkan untuk injeksi CO₂ dan air secara simultan itu baik untuk reservoir yang homogen.

Pada tulisan ini membahas tentang CO₂-EOR dilapangan minyak "X" yang terletak sekitar 30 Km Baratdaya kota Cirebon dalam area konsesi Pertamina. Lapangan ini ditemukan pada bulan November 1969 oleh Pertamina. Lapangan "X" lapisan "Y" mulai diproduksikan pada bulan Maret 1975 sampai dengan sekarang. Status sumur Lapisan "Y" Lapangan "X" terdiri dari 10 sumur aktif produksi minyak dan 2 sumur aktif produksi gas, terdapat juga 2 sumur injeksi aktif dan sebanyak 17 sumur *suspended*, sehingga total sumur yang berada

pada Lapisan “Y” Lapangan “X” sebanyak 31 sumur. Batuan penyusun Lapisan “Y” terdiri dari *Clastic Limestone*, dengan mekanisme pendorong reservoirnya adalah *solution gas drive*.

Tahapan-tahapan yang dilakukan sebelum injeksi CO₂ dilakukan yaitu:

- *Repressurized*, tahapan ini dilakukan untuk menstabilkan tekanan reservoir.
- Konversi sumur *Suspended* menjadi sumur injeksi.
- Pemboran sumur *infill* baik untuk injeksi ataupun produksi.

Perilaku produksi minyak pada skenario Basecase dan repressurized dapat diperlihatkan pada **Gambar 1**. Aplikasi penerapan injeksi CO₂ di Lapisan “Y” Lapangan “X” diawali dengan melakukan pilot proyek, yaitu dengan menggunakan pola *normal five spot* yang terdiri dari 4 sumur injeksi dan 1 sumur monitor produksi. Pemilihan lokasi pilot didasarkan pada beberapa hal yaitu dengan melakukan pertimbangan distribusi property yang terdiri dari porositas dan permeabilitas, distribusi saturasi minyak, distribusi saturasi air, kondisi sumur dan status sumur.

II. METODOLOGI

Pada penelitian ini dilakukan analisa sebagai berikut :

1. Analisa kelakuan fasa menggunakan simulator komersial *WinProp* dari *CMG*. Data dimasukan menggunakan data hasil analisa komposisi fluida reservoir dan data PVT hasil pengukuran secara eksperimen di laboratorium terhadap fluida Reservoir pada lapisan “Y”. Dengan metode ini akan mengetahui bahwa komposisi fluida pada lapisan “Y” cocok untuk skenario pengembangan dengan injeksi gas CO₂.
2. Analisa prediksi produksi pada lapisan “Y” lapangan “X” dilakukan dengan melakukan analisa *performance* produksi berdasarkan analisa DCA (*Decline Curve Analysis*). Metode *Decline Curve analysis* (DCA) adalah salah satu cara untuk mengetahui perilaku reservoir dengan menganalisa penurunan laju produksi. Metode ini banyak digunakan dalam memprediksi produksi minyak, menentukan cadangan minyak, dan relative lebih mudah bila dibandingkan dengan metode simulasi. Metode ini digunakan untuk mengetahui penurunan produksi lapisan per tahunnya dan juga cadangan yang terkandung didalam lapisan tersebut, dengan begitu kita akan dapat memutuskan apakah lapisan tersebut layak untuk dilakukan pengembangan.
3. Dan juga dengan melakukan proses simulasi reservoir secara terintegrasi. Dengan simulasi reservoir akan didapatkan prediksi sebelum dan sesudah dilakukan scenario pengembangan.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

PVT Analysis EYK-107

Hasil regresi akhir analisa kelakuan fasa (PVT) untuk percontoh komposisi komponen fluida sumur EYK-107 (Lapisan Y) dengan menggunakan simulator *WinProp* dari *CMG* diperoleh tekanan saturasi (*bubble-point*) 424,7 psia pada suhu reservoir 201 °F. Komposisi komponen fluida hasil penyelarasan (*matching*) PVT diberikan pada **Tabel 1**. Sedangkan data PVT Minyak hasil simulasi pada kondisi tekanan saturasi 424,7 psia dan suhu reservoir 201 °F untuk sumur EYK-107 (Lapisan F) terdapat pada **Tabel 2**, setelah dilakukan penyelarasan terhadap data PVT laboratorium melalui regresi memperlihatkan bahwa viscositas minyak menurun pada tekanan bubble point menjadi 0,9 cp. Pada **Gambar 2** memperlihatkan hasil simulasi diagram fasa P-T fluida reservoir sumur EYK-107 (Lapisan “Y”) setelah penyelarasan data PVT melalui regresi, dimana kurva-kurva di dalam daerah dua-fasa (*phase boundary*) menunjukkan kurva-kurva *isovol* dalam persen (%). Dari diagram fasa P-T diperoleh masing-masing suhu kritis (Tc) = 814,30 °F, tekanan kritis (Pc) = 709,85 psia, krikondenterm (Tct) = 847,11 °F, dan krikondenbar (Pcb) = 744,43 psia. Hasil simulasi separator satu-tingkat (*single-stage*) terhadap percontoh fluida dari *primary separator* pada kondisi tekanan separator 41 psig (28,7 psia) dan suhu 86 °F diperoleh GOR 69,58 scf/stb, *gravity* minyak *stock tank* 36,28 °API, *gravity* rata-rata total gas di permukaan (udara = 1) 0,9315 dan fraksi-mol C7+ = 85,40 %. Klasifikasi reservoir dan fluida reservoir berdasarkan rujukan dari McCain (1990): (GOR ≤ 2000 scf/STB, *gravity* minyak < 45 °API, fraksi-mol C7+ > 30%), maka dari diagram fasa (P-T) dimana $T_{res} < T_c$ (critical) dan $P_{res} > P_{sat}$ (Pb) memperlihatkan ini adalah reservoir minyak tak-jenuh (*undersaturated*) dan tipe *black-oil*.

Decline Curve Analysis (DCA)

Pada Decline Curve Analysis (DCA) dilakukan terhadap sejarah produksi lapisan “Y” dengan hasil: Periode penurunan produksi per tahun pada lapisan “Y” (di) adalah 8,21% pertahun, laju produksi awal: 462 bbl/d (tanggal 3/26/1975), laju produksi puncak: 2.552 bbl/d (tanggal 1/5/1982), laju produksi saat ini: 462 bbl/d (Desember 2011), dan kumulatif produksi sebesar 9690,93 Mbbl, *Remaining reserve* : 141,099 Mbbl, dan *Estimate Ultimate Recovery* (EUR) : 9832,03 Mbbl

Dari hasil decline rate pada lapisan “Y” dapat diperlihatkan pada **Gambar 3**. Hasil analisa DCA dengan penurunan produksi yang masih rendah sebesar 8,21% pertahun dan cadangan sebesar 141,09 Mbbl maka scenario pengembangan dapat dilakukan

Analisa menggunakan Simulasi Reservoir

Tahapan-tahapan yang dilakukan dalam simulasi reservoir dalam penginjeksian CO₂ pada tulisan ini : Pertama, melakukan prediksi atau peramalan (*Forecast*) merupakan tahap akhir dalam melakukan simulasi reservoir setelah proses *production history match* selesai. Tahap ini bertujuan untuk mengetahui atau melihat perilaku reservoir yang disimulasi pada masa yang akan datang. Dalam hal ini dilakukan *production run* sampai waktu yang dikehendaki. *Hydrocarbon Reserves dan Recovery Factor* dihitung berdasarkan data hasil perhitungan *hydrocarbon in place* dibandingkan dengan total produksi minyak (Np) sampai dengan bulan Desember 2011. Berdasarkan kumulatif minyak yang didapat sampai *end of history matching* sebesar 0,3 MMSTB dengan asumsi OOIP daerah pilot sebesar 0,754 MMSTB dihasilkan *recovery factor* (RF) 39,79%, dengan mempertahankan metode pengembangan lapangan yang terakhir yaitu base case didapat 58,79 %.

Setelah prediksi dilakukan *pilot* terlebih dahulu untuk mengetahui efek reservoir terhadap penginjeksian CO₂. Pada lapisan "Y" menggunakan pola *normal five spot* yang terdiri dari sumur EYK-176 sebagai sumur produksi yang diinjeksi oleh 4 sumur disekitarnya yaitu sumur EYK-190, EYK-i8, EYK-i4 dan EYK-i1. Sumur EYK-i8, EYK-i4 dan EYK-i1. Lokasi dan peta pada skenario pilot ini diperlihatkan pada **Gambar 4**.

Pada tahap terakhir simulasi reservoir, dilakukan mekanisme injeksi yaitu dengan injeksi gas CO₂ secara *continuous*, dengan volume gas CO₂ yang diinjeksikan sebesar 1,2 PV (*Hidro Carbon Pore Volume*) dari luasan daerah pilot atau ekuivalen dengan 0,75 MMSTB. Laju produksi minyak yang dihasilkan setelah injeksi CO₂ *continuous* mendapatkan penambahan RF sebesar 47,05% atau ekuivalen dengan 350 MSTBO.

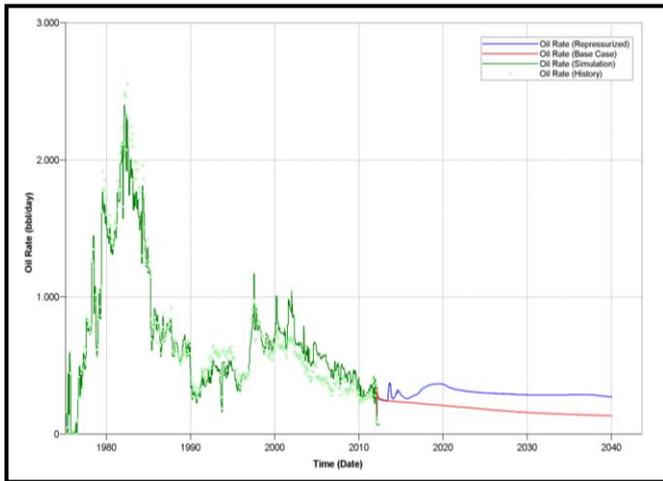
Pada penelitian ini menunjukkan hasil bahwa setelah dilakukan *Continuous* CO₂ Flooding maka laju minyak mengalami peningkatan yang tinggi dapat diperlihatkan pada **Gambar 5** sampai **Gambar 8** dan **Tabel-3**.

IV. KESIMPULAN

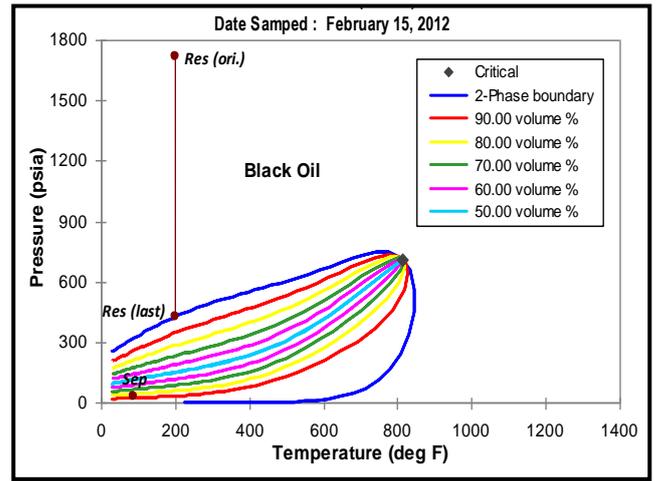
1. Hasil simulasi separator satu-tingkat (*single-stage*) terhadap percontoh fluida dari *primary separator* pada kondisi tekanan separator 41 psig (28,7 psia) dan suhu 86 °F diperoleh GOR 69,58 scf/stb, *gravity* minyak *stock tank* 36,28 °API, *gravity* rata-rata total gas di permukaan (udara = 1) 0.9315 dan fraksi-mol C7+ = 85,40 %. Klasifikasi reservoir dan fluida reservoir berdasarkan rujukan dari McCain (1990): (GOR ≤ 2000 scf/STB, *gravity* minyak < 45 °API, fraksi-mol C7+ > 30%), maka dari diagram fasa (P-T) dimana $T_{res} < T_c$ (*critical*) dan $P_{res} > P_{sat}$ (*Pb*) memperlihatkan ini adalah reservoir minyak tak-jenuh (*undersaturated*) dan tipe *black-oil*.
2. Dari hasil analisa DCA dengan penurunan produksi yang masih rendah sebesar 8,21% pertahun dan cadangan sebesar 141,09 Mbbl maka scenario pengembangan dapat dilakukan.
3. Dengan injeksi CO₂ secara *Continuous* penambahan *recovery factor* (RF) sebesar 47,05% atau ekuivalen dengan 350 MSTBO.

V. DAFTAR PUSTAKA

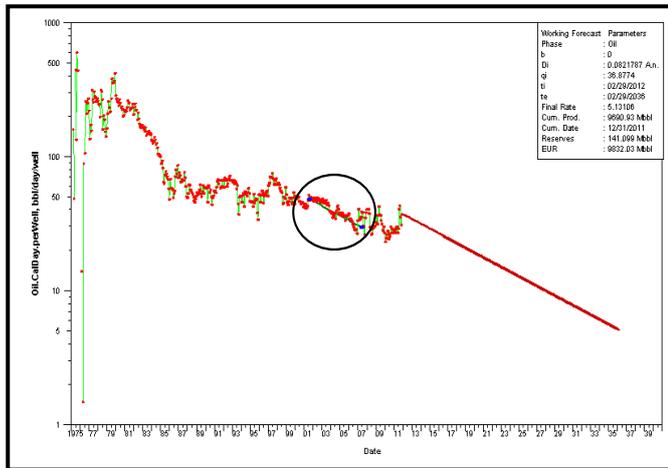
- Advanced Resources International, Inc. 4501 Fairfax Drive, Suite 910 Arlington, VA 22203 USA & Melzer Consulting 415 W. Wall, Suite 816 Midland, TX 79710 USA, "*Optimization of CO2 Storage in CO2 Enhanced Oil Recovery Project*", November 30, 2010.
- Dedy Kristanto, V. Dedi Cahyoko Aji, "*Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi*", Januari, 2012.
- Richard G. Hughes, "*Evaluation and Enhancement of Carbon Dioxide Flooding Through Sweep Improvemet*", Final Technical Report Project Period, April 2010.
- Saleem Qadir Tunio, Abdul Haque Tunio, Naveed Ahmed Ghirano, and Ziad Mohamed El Adawy, "*Comparison of Different Enhanced Oil Recovery Techniques for Better Oil Productivity*", International Journal of Applied Science and Technology, Vol. 1., No. 5, September 2011.



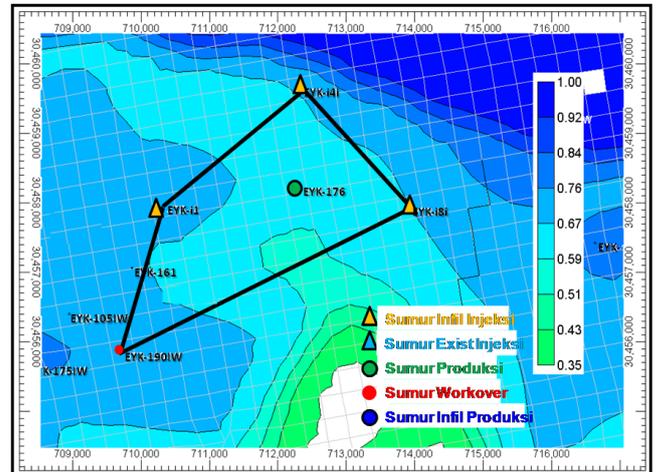
Gambar 1.
 Prediksi Perilaku Produksi Minyak untuk Basecase dan Repressurized.



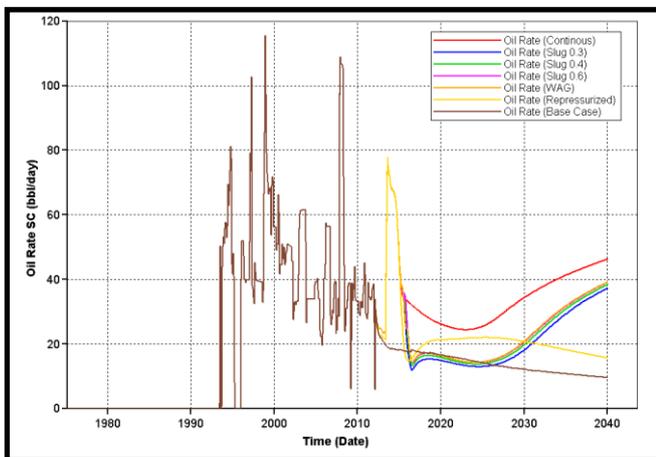
Gambar 2.
 Simulasi Diagram P-T Fluida Reservoir (Black-Oil) untuk Sumur EYK-107 (Lapisan "Y")



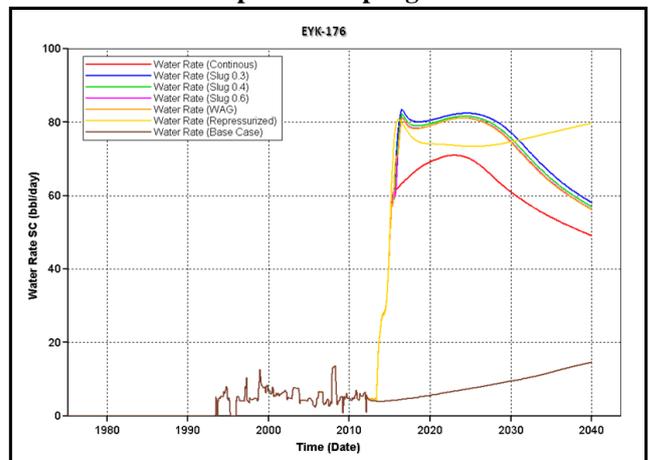
Gambar 3.
 DCA Lapisan "Y" Lapangan X"



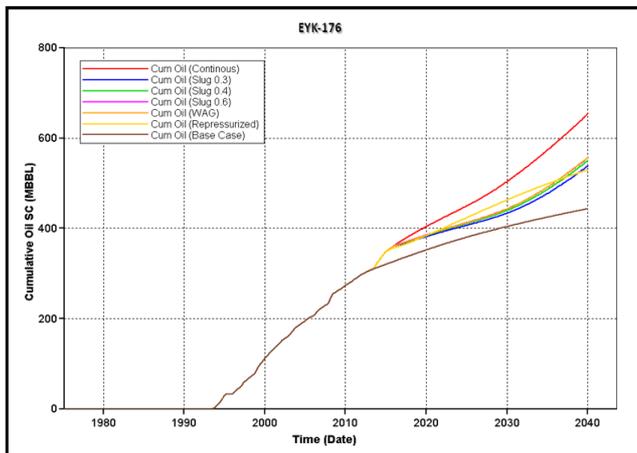
Gambar4.
 Pola dan Lokasi Sumur Lapisan Y Lapangan X



Gambar 5.
 Prediksi Laju Minyak Sumur Pilot EYK-176 untuk beberapa Skenario Injeksi CO₂

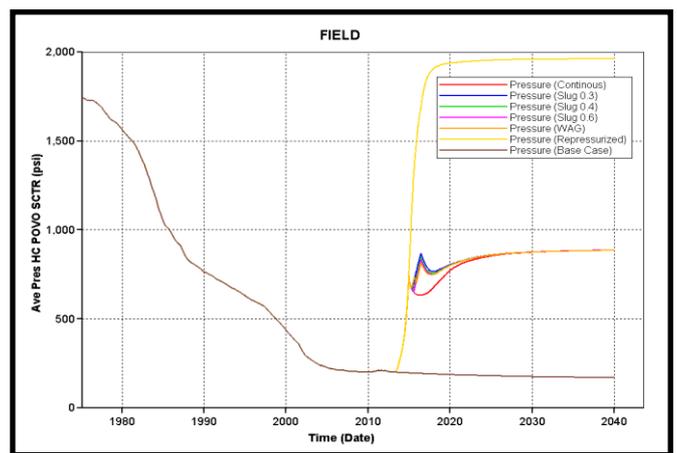


Gambar 6.
 Prediksi Laju Air Sumur Pilot EYK-176 untuk beberapa Skenario Injeksi CO₂



Gambar 7.

Prediksi Komulatif Minyak Sumur EYK-176 untuk beberapa Skenario *Injeksi CO₂*



Gambar 8.

Prediksi Tekanan Sumur Pilot EYK-176 untuk beberapa Skenario *Injeksi CO₂*

Tabel 1.
 Penyelarasan PVT Terhadap Komposisi Komponen Fluida Reservoir Sumur EYK-107 (Lapisan "Y")

Komponen	Fraksi-mol (Z _j), %		
	Laboratorium	Simulasi	
CO ₂	2,5947	2,5708	
N ₂	0,2457	0,2434	
C ₁	4,8792	5,7542	
C ₂	0,5293	0,5244	
C ₃	0,8971	0,8889	
iC ₄	0,3658	0,3624	
nC ₄	0,6585	0,6524	
iC ₅	0,6642	0,6581	
nC ₅	0,6722	0,6660	
fC ₆	2,2972	2,2761	
C _{07-C10}	(C ₇₊) 86,1961	Komponen- semu	44,0223
C _{11-C13}			17,3487
C _{14-C16}			10,0754
C _{17-C19}			5,8513
C ₂₀₊			8,1056
Total	100	100	

Properties of heptanes plus:
 API Gravity @ 60 °F : n/a
 Specific Gravity @ 60/60 °F : 0,8621
 Molecular Weight : 167,11
 Gravity of residual oil at 60 °F : 34,29 °API
 Primary Separator Press. dan Temp. : 14 psig dan 86 °F
 Calculated Gas Gravity (Air=1.00) : 0,9374

Tabel 2.
 Data PVT Minyak Hasil Simulasi pada Tekanan *Bubble-point* 424,7 psia
 (410 psig) dan Suhu Reservoir 201 °F untuk Sumur EYK-107 (Lapisan Y)

Tekanan (psia)	Co (E-06 1/psia)		Rs (scf/stb)		Bo (bbl/stb)		Bg (bbl/scf)		μ _o (cp)		μ _g (cp)	
	Lab.	Sim.	Lab.	Sim.	Lab.	Sim.	Lab.	Sim.	Lab.	Sim.	Lab.	Sim.
5014.7	6.397	5.596		86.28	1.0534	1.0552		0.00064	1.10410	1.17800		0.03479
3514.7	6.906	6.723		86.28	1.0636	1.0649		0.00085	1.05640	1.09992		0.02318
1514.7		8.981		86.28	1.0790	1.0816		0.00195	0.99280	0.98241		0.01470
424,7		10.851	65.23	86,28	1.0894	1.0933		0.00751	0.95820	0.91021		0.01328
89,7			25.68	27.42	1.0746	1.0680	0.03666	0.03648	1.09660	0.99297	0.00940	0.01232
14,7			0	0	1.0631	1.0502		0.22409	1.17220	1.02125		0.00937

Tabel 3. Hasil Prediksi Pilot (*Pilot Project*) Lapisan “Y” Lapangan “X”

Case	Skenario	NP	RF	Rec. Res Oil	Add RF	Incremental Cum. Oil	Incremental RF
		(MMSTB)	(%)	(MMSTB)	(%)	(MMSTB)	(%)
1	History Matching EYK-176	0.3	39.79	-	-	-	-
2	Base Case EYK-176	0.44	58.79	0.14	19.01	-	-
3	CO2 Flood Continuous EYK-176	0.65	86.84	0.35	47.05	0.21	28.04