

Perubahan Sifat-Sifat Fluida Reservoir pada Injeksi CO₂

Oleh: Sugihardjo¹⁾ dan Hadi Purnomo²⁾

¹⁾ Peneliti Madya pada Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

²⁾ Peneliti Muda pada Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

Teregistrasi I Tanggal 6 Desember 2008; Diterima setelah perbaikan tanggal 16 Januari 2009

Disetujui terbit tanggal: 12 Mei 2009

S A R I

Injeksi gas CO₂ ke dalam reservoir minyak merupakan *EOR proven technology* untuk menaikkan perolehan minyak. Sifat dasar dari gas CO₂ adalah mampu bercampur dengan minyak, sehingga dapat mengubah sifat-sifat minyak. Perubahan sifat-sifat minyak pada injeksi CO₂ dapat diamati di laboratorium. Analisis telah dilakukan dengan percontoh minyak diambil dari suatu reservoir *undersaturated*, dengan °API gravity 41.06, dan tekanan saturasinya 835 psig.

TTM (tekanan terbaaur minimal) fluida ini sebesar 2150 psig. Perubahan sifat-sifat fluida diamati dengan menginjeksikan CO₂ secara bertahap. Komposisi CO₂ injeksi berkisar antara 26,56 sampai dengan 55,96 persen mol. Sifat-sifat fluida yang diamati meliputi: tekanan saturasi, pengembangan minyak, kelarutan CO₂, densitas, viskositas, dan komposisi fluida. Tekanan saturasi naik dari 835 psig menjadi 1850 psig. Faktor pengembangan minyak berkisar 1.10 sampai 1.41. Densitas minyak naik antara 14 sampai 45% pada tekanan saturasinya. Sedangkan harga viskositas minyak turun antara 51 sampai 76% pada tekanan saturasinya dibandingkan dengan harga viskositas mula-mula. Kelarutan CO₂ akan naik dengan naiknya tekanan injeksi.

Kata kunci: Injeksi CO₂, kelarutan CO₂, factor pengembangan minyak, viskositas minyak kaya CO₂

ABSTRACT

CO₂ injection is a proven EOR technology which has been implemented to improve oil recovery. Basically CO₂ gas is capable of developing multi-contact miscibility with reservoir fluids, then, improving the fluid properties. These fluid properties improvement can be evaluated in the laboratory. Evaluations have been done to use a fluid sample taken from an undersaturated reservoir of 41.06 oil °API gravity, and having a saturation pressure of 835 psig.

MMP (minimum miscibility pressure) of this fluid is about 2150 psig. Fluid properties change has been investigated when injected step wise by CO₂. The composition of CO₂ injected is in the range 26.56 to 55.96 mol percent. Fluid properties evaluation includes saturation pressure, swelling factor, solubilization of CO₂, density, viscosity, and composition. Saturation pressures increased from 835 psig to 1850 psig. Swelling factors are in the range 1.10 to 1.41. Density raises from 14 to 45%. Fluid viscosity improves from 51 to 76% at saturation pressure condition. Increasing CO₂ solubilization depends on the injection pressure level.

Key words: CO₂ injection, minimum miscibility pressure, swelling factor

I. PENDAHULUAN

Injeksi CO₂ terbaaur pada tahap tersier setelah dilakukan injeksi air dapat menaikkan produksi minyak

sekitar 8 s-d 16% OOIP (*original oil in place*). Kebutuhan CO₂ untuk memproduksi satu barrel minyak sekitar 6 s-d 15 MCF, dan *recycling* produksi

kembali gas CO₂ dapat mengurangi kebutuhan CO₂ pada tahap berikutnya. Sedangkan jumlah CO₂ yang diinjeksikan umumnya 40+% HCPV (*hydrocarbon pore volume*). Ukuran slug CO₂ dapat sebesar 20% PV (*pore volume*), diikuti dengan 20% PV CO₂ dengan WAG (*water alternating gas*) dengan rasio 1:1. Kebutuhan CO₂ dapat diprediksi dengan dasar besarnya OOIP pada reservoir yang akan diinjeksikan CO₂.

Injeksi gas CO₂ sangat efektif untuk meningkatkan perolehan minyak, apabila tercapai kondisi terbaaur. Pada kondisi ini tegangan antarmuka fluida pendesak dan yang didesak mendekati nol, secara teoritis efisiensi pendesaknya, diharapkan, bisa optimal. Tekanan terbaaur minimal, dapat tercapai apabila kedalaman reservoir minimal 2500 ft dan gravity minyak lebih besar dari 25°API. Keberhasilan injeksi CO₂ ini sangat bergantung pada beberapa parameter, terutama pada: tegangan antarmuka, rasio viskositas, pengembangan minyak, kebasahan (*wettability*), permeabilitas batuan, *gravity*, saturasi fluida, dan heterogenitas reservoir. Injeksi CO₂ ke dalam reservoir minyak dapat memperbaiki sifat sifat fluida reservoir dan selanjutnya dapat membantu meningkatkan produksi minyak.

II. TTM (Tekanan Terbaaur Minimal)

Penentuan tekanan terbaaur minimum dapat dilakukan dengan tiga cara, yaitu secara korelasi, persamaan keadaan (*equation of state*), dan percobaan laboratorium. Korelasi empirik antara minyak dan CO₂ dalam penentuan TTM telah dikemukakan oleh beberapa ahli, terutama menggambarkan hubungan antara TTM dengan temperatur,^{9,14} kandungan fraksi ringan (C₁, N₂, CO₂),⁶ fraksi *intermediate* (C₂ - C₆),¹⁴ kandungan C₅ - C₃₀,⁴ impuritis N₂ dan H₂S,⁸ berat molekul C₅₊,⁴ berat molekul minyak,⁵ densitas minyak^{4,5,9} dan jenis minyak (aromatik, naftenik, parafinik).¹⁰ Setiap korelasi mempunyai variabel yang berlainan antara yang satu dengan lainnya, oleh karena itu pemakaian korelasi akan lebih berarti apabila dipilih yang sesuai dengan komposisi dan jenis minyak yang sama dengan yang dipakai dalam percobaan.

Penentuan TTM dengan percobaan di laboratorium dapat ditentukan menggunakan alat *Rising Bubble Apparatus* (RBA) dan *Slimtube*. Penentuan TTM menggunakan alat RBA^{1,2} dilakukan dengan pengamatan secara visual pada kondisi

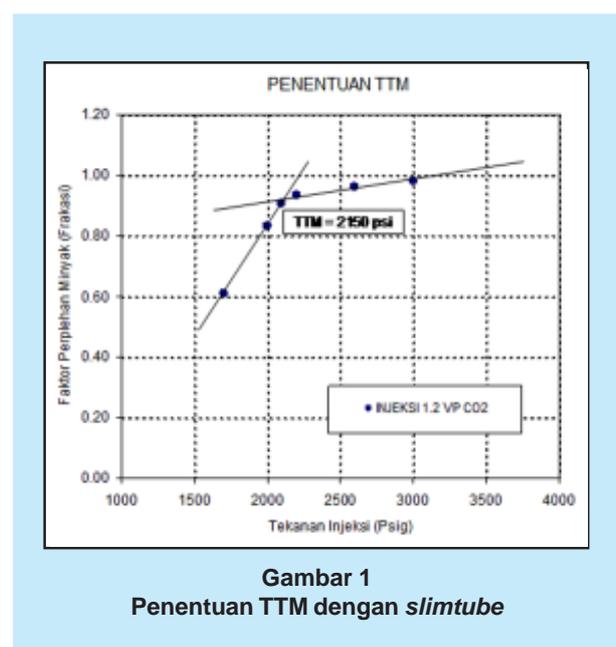
tekanan di mana CO₂ terlarut ke dalam minyak. Sedangkan pada penentuan TTM menggunakan *slimtube* akan menggambarkan proses pendesakan yang stabil dan dispersi yang sangat rendah, karena pendesakan minyak tergantung pada kelakuan fase.

Injeksi CO₂ terbaaur menciptakan harga IFT mendekati nol, sehingga efisiensi pendesakan akan optimal. Pada reservoir dengan permeabilitas rendah (ukuran leher pori yang kecil) maka IFT yang optimal sangat diperlukan. Apabila ukuran leher pori batuan cukup besar maka IFT mendekati nol tidaklah kritis, sehingga injeksi tak terbaaur dapat dilakukan dan rasio mobilitas akan lebih berperan terhadap efisiensi pendesakan.¹² Selanjutnya batuan basah minyak (*oil wet*) juga diperlukan injeksi CO₂ dengan IFT rendah dibandingkan batuan yang basah air (*water wet*).¹³

Pada percobaan ini telah dilakukan penentuan TTM dengan *slimtube*, di mana diperoleh harga TTM sekitar 2150 psig pada suhu reservoir 167°F. Gambar 1 menunjukkan harga TTM dimana tekanan injeksi diatas TTM hanya menaikkan produksi minyak relative kecil.

III. TEKANAN SATURASI

Percobaan perubahan tekanan saturasi dilakukan dengan menggunakan PVT cell yang dijenuhi dengan minyak (*well stream*) dengan komposisi CO₂ 0.77, C₁+ 36.43, C₇+ 62.80 persen molekul. Injeksikan CO₂ dilakukan secara bertahap sebanyak lima kali, tekanan saturasi berubah dari awalnya 835 psig menjadi 1850



Gambar 1
Penentuan TTM dengan *slimtube*

psig. Secara grafis perilaku perubahan tekanan saturasi dapat dilihat pada Gambar 2. Hubungan antara tekanan saturasi dengan volume injeksi gas CO₂ (persen mol) adalah sebagai berikut : $P_s = 0,0804 CO_2^2 + 13,786 CO_2 + 824,82$. Dari persamaan tersebut dapat disimpulkan bahwa tekanan saturasi meningkat lebih cepat pada injeksi CO₂ digambarkan dengan persamaan pangkat dua.

IV. PENGEMBANGAN MINYAK

Gas CO₂ relatif mudah larut dalam fluida hidrokarbon. Kelarutan gas CO₂ pada fluida hidrokarbon tergantung pada: tekanan saturasi, suhu reservoir, dan komposisi minyak. Karena gas CO₂ larut ke dalam minyak maka terjadi pengembangan volume minyak. Terjadinya pengembangan volume minyak tersebut sangat penting karena sisa minyak yang tertinggal di dalam reservoir setelah injeksi, berbanding terbalik dengan pengembangan volume minyak. Yaitu semakin besar pengembangan volume minyak, maka semakin kecil minyak yang tertinggal di reservoir.

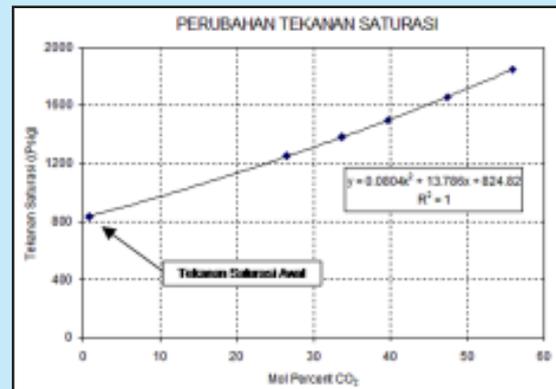
Harga pengembangan minyak (faktor *swelling*) adalah perbandingan antara volume minyak pada tekanan saturasi setelah injeksi CO₂ dengan volume minyak pada tekanan saturasi sebelum injeksi CO₂. Persamaan pengembangan minyak (*S_{wf}*) dirumuskan sebagai berikut:

$$S_{wf} = \frac{\text{volume}_{\text{minyak}} \text{ setelah injeksi @ } P_b}{\text{volume}_{\text{minyak}} \text{ sebelum injeksi @ } P_b}$$

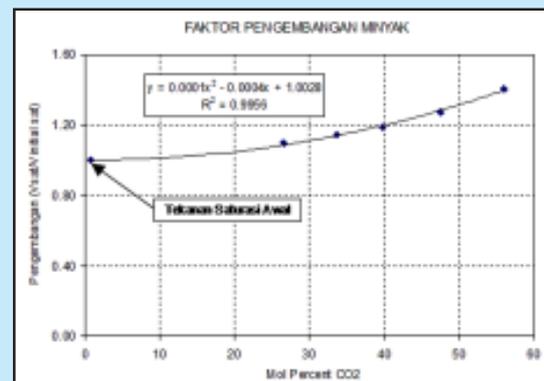
Gambar 3 menunjukkan perubahan pengembangan minyak dan injeksi CO₂, dan dirumuskan sebagai: $S_{wf} = 0,0001 CO_2^2 - 0,0004 CO_2 + 1,0028$. Dari persamaan tersebut dapat disimpulkan bahwa semakin besar mol CO₂ yang diinjeksikan maka harga faktor pengembangan minyak (*S_{wf}*) meningkat. Hasil percobaan menunjukkan bahwa hubungan injeksi CO₂ dan terjadinya pengembangan minyak hampir linier pada awalnya, dan cenderung semakin besar kumulatif injeksi CO₂ pengembangan minyak semakin meningkat lebih cepat.

V. KELARUTAN CO₂

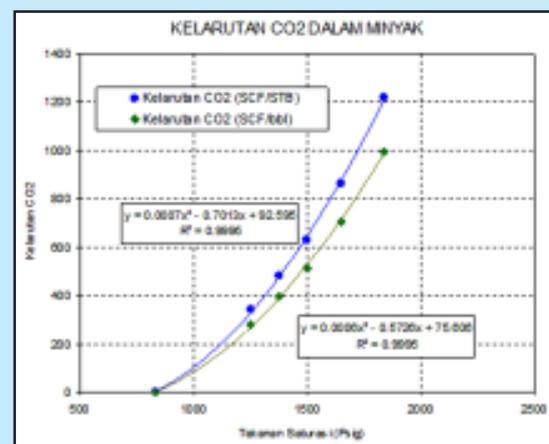
Kelarutan CO₂ dalam minyak sangat dipengaruhi oleh sifat minyak (densitas), tekanan dan suhu reservoir. Hasil analisis pada percobaan ini disajikan pada Gambar 4, di mana kelarutan CO₂ dalam minyak naik dengan naiknya tekanan saturasi. Pada tekanan



Gambar 2
Perubahan tekanan saturasi



Gambar 3
Faktor pengembangan minyak



Gambar 4
Kelarutan CO₂ dalam minyak

saturasi 1250 psig kelarutan CO₂ adalah 341,87 SCF/STB (279,15 SCF/bbl), kelarutan tersebut naik menjadi 1220,13 SCF/STB (996,27 SCF/bbl) pada tekanan saturasi 1850 psig.

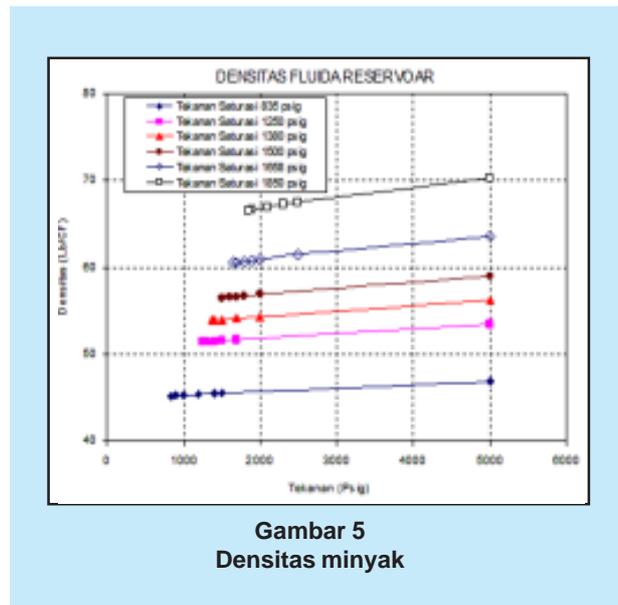
Mekanisme daya dorong gas CO₂ yang terlarut hampir sama dengan mekanisme tenaga dorong gas terlarut pada reservoir minyak (*solution gas drive*). Peningkatan *recovery* akibat dari daya dorong gas CO₂ terlarut untuk minyak dengan viskositas sedang kurang lebih sebesar 18,6%, sedangkan untuk minyak dengan viskositas tinggi peningkatan *recovery* hanya sebanyak 0,3% sampai dengan 2%.⁴ Berdasarkan analisis tersebut sangatlah penting untuk mengetahui kelarutan CO₂ dalam minyak, semakin tinggi kelarutan gas tersebut akan semakin baik untuk menciptakan tenaga dorong gas untuk menaikkan tingkat perolehan minyak.

VI. DENSITAS FLUIDA

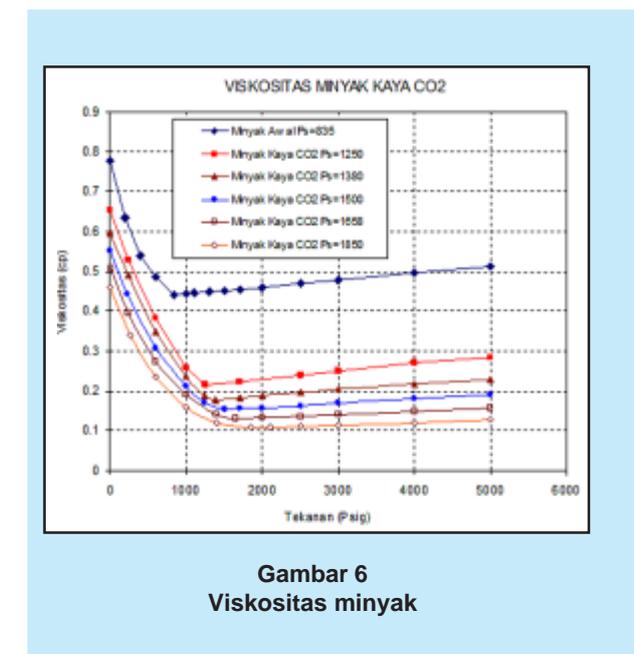
Densitas didefinisikan sebagai nisbah massa per volume dari suatu fluida pada kondisi tekanan dan suhu tertentu. Pada percobaan ini densitas fluida pada suhu dan tekanan reservoir hanya diukur pada tekanan di atas tekanan saturasinya atau dalam kondisi satu fasa di mana seluruh CO₂ terlarut dalam minyak. Gambar 5 menunjukkan hasil pengukuran tersebut, kurva densitas menunjukkan bahwa semakin tinggi kandungan CO₂ maka densitasnya cenderung naik. Demikian halnya, dengan naiknya tekanan reservoir maka densitas fluida juga naik.

VII. KOMPOSISI FLUIDA

Fluida reservoir pada percobaan ini berada pada kondisi undersaturated dengan tekanan awal 1398 psia dan suhu 167°F, sehingga fluida dalam kondisi satu fasa liquid. Komposisi awal sebelum diinjeksikan CO₂ adalah CO₂ 0.77, C₁₊ 36.43, C₇₊ 62.80 persen



Gambar 5
Densitas minyak



Gambar 6
Viskositas minyak

Tabel 1
Komposisi fluida persen molekuler

Komposisi	Fluida reservoir awal	Minyak Kaya CO ₂ Ps=1250	Minyak Kaya CO ₂ Ps=1380	Minyak Kaya CO ₂ Ps=1500	Minyak Kaya CO ₂ Ps=1658	Minyak Kaya CO ₂ Ps=1850
CO ₂	0.77	26.56	33.69	39.78	47.49	55.96
C1+	36.43	26.97	24.35	22.11	19.28	16.16
C7+	62.80	46.48	41.97	38.11	33.23	27.87

molekul. Kemudian secara bertahap diinjeksikan CO₂, maka komposisi fluida akan berubah. Tabel 1 adalah komposisi masing-masing sistem setelah diinjeksikan CO₂ secara bertahap. Komposisi fluida reservoir dengan tekanan saturasi makin besar maka kelarutan CO₂ makin besar dan jumlah mol persen CO₂ makin besar pula. Dengan bertambahnya jumlah mol CO₂ maka otomatis akan mengurangi jumlah mol komponen hidrokarbon yang lain.

VIII. VISKOSITAS MINYAK

Harga viskositas minyak sangat tergantung pada tekanan dan suhu. Apabila suhu naik dan tekanan turun, maka viskositas akan turun. Sebaliknya apabila suhu turun dan tekanan naik, maka viskositas akan naik. Gas CO₂ yang diinjeksikan dan bercampur dengan minyak, maka terjadi penurunan harga viskositas. Penurunan harga viskositas dapat mencapai sepersepuluh bahkan seperseratus dari kondisi sebelum injeksi gas CO₂. Korelasi penentuan harga viskositas campuran CO₂ dan minyak sudah banyak dikembangkan oleh para ahli. Dasar yang digunakan untuk membuat korelasi adalah persamaan keadaan, komposisi fluida, dan kumpulan data experiment.^{3,6,7,11} Walaupun beberapa korelasi mengasumsikan bahwa kesalahan berkisar 5 sampai 12.5%, percobaan laboratorium akan lebih valid untuk menentukan viskositas minyak-kaya CO₂. Gambar-6 menunjukkan hasil pengukuran laboratorium, dimana minyak-kaya CO₂ dapat menurunkan viskositas sangat drastis.

IX. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil pengujian perubahan parameter fluida reservoir akibat injeksi CO₂ disimpulkan sebagai berikut:

1. TTM fluida reservoir sebesar 2150 psig, diasumsikan pada tekanan ini harga tegangan antar muka mendekati nol
2. Hubungan antara tekanan saturasi dengan volume injeksi gas CO₂ (mol persen) adalah sebagai berikut: $P_s = 0,0804 \text{ CO}_2^2 + 13,786 \text{ CO}_2 + 824,82$. Persamaan tersebut dapat menggambarkan bahwa semakin besar volume injeksi gas CO₂, maka tekanan saturasi akan meningkat lebih cepat
3. Larutnya gas CO₂ ke dalam minyak menyebabkan pengembangan volume minyak. Hubungan pengembangan minyak dengan injeksi CO₂ (mol persen) dirumuskan sebagai: $S_{wf} = 0,0001 \text{ CO}_2^2 - 0,0004 \text{ CO}_2 + 1,0028$. Dari persamaan tersebut dapat disimpulkan bahwa semakin besar tekanan (P), semakin besar mol CO₂ yang diinjeksikan maka harga faktor pengembangan minyak (Swf) meningkat.
4. Harga densitas fluida naik antara 14 sampai dengan 47% pada tekanan saturasinya.
5. Harga viskositas minyak kaya CO₂ akan turun dibandingkan awalnya. Harga viskositas setelah injeksi gas CO₂ turun antara 51 sampai dengan 76% pada tekanan saturasinya, atau harga viskositas turun menjadi 0,21 cp pada tekanan saturasi 1250 psig dan 0,1 cp pada tekanan saturasi 1840 psig yang pada awalnya 0.44 cp. Penurunan tersebut sangat berarti untuk dapat memperbaiki mekanisme pengurusan minyak dan meningkatkan perolehan minyak.
6. Komposisi minyak kaya CO₂ berubah sesuai dengan jumlah molekul CO₂ yang diinjeksikan.

KEPUSTAKAAN

1. Christiansen, R.L., and Haines, H.K., "Rapid Measurement of Minimum Miscibility Pressure with the Rising Bubble Apparatus", SPE of AIME, November 1987, p. 523-527.
2. Elsharkawy, A.M., and Christiansen, R.L., "Measuring Minimum Miscibility Pressure : Slimtube or Rising Bubble Apparatus ?", SPE of AIME, April 1992, p. 107-116.
3. Fong, W.S., Sandler, S.I., Emanuel, A.S., "A Simple Predictive Calculation for the Viscosity of Liquid Phase Reservoir Fluids With High Accuracy for CO₂ Mixtures", SPE 26645.
4. Holm, L.W, and Josendal, V.A., "Mechanism of Oil Displacement by Carbon Dioxide" SPE of AIME, Dec 1974, p. 257.
5. Johnson, P.J., and Pollin, J.S., "Measurement and Correlation of CO₂ Miscibility Pressure", Second Joint Symposium EOR, April 1981, p. 269-282.
6. Lansangan, R.M., Smith, J.L., Kovarik, F.S., "An improved Viscosity Correlation for CO₂/Reservoir Oil Systems", SPE/DOE 20209
7. Lohrenz, J., Bray, B.G., Clark, C.R., "Calculating Viscosities of Reservoir Fluids From Their Compositions", Journal of Petroleum Technology, October 1964, p 1171- 1176.

8. Metcalfe, R.S., "Effect of Impurities on Minimum Miscibility Pressure and Minimum Enrichment Levels for CO₂ and Rich Gas Displacements", SPE of AIME, 1985, p. 76-82.
9. National Petroleum Council., "Enhanced Oil Recovery - An Analysis of the Potential for EOR from Known Fields in the USA 1976-2000", Washington, Dec. 1976.
10. Silva, M.K, and Orr, F.M., "Effect of Oil Composition on Minimum Miscibility Pressure - Part 1 : Solubility of Hydrocarbons in Dense CO₂", SPE Res Eng., Nov. 1987, p. 468-478.
11. Simon, R., Graue, D.J., "Generalized Correlation for Predicting Solubility, Swelling and Viscosity Behavior of CO₂-Crude oil Systems", Journal of Petroleum Technology, January 1965, p 102- 106.
12. Thomas F.B., Holowach, N., Zhou, X.L., Bennion, D.B., Bennion, D.W., "Miscible Or Near Miscible Gas Injection – Which is Better?" SPE/DOE 27811
13. Thomas, F.B., Bennion, D.B., Zhou, X.L., Erian, A., "Enhanced Oil Recovery By Gas Injection: Proposed Screening Criteria" Petroleum Society of CIM, CIM #96-119.
14. Yellig, W., and Metcalfe, R., "Determination and Prediction of the CO₂ Minimum Miscible Pressure", JPT, January 1980, p. 160-168. ~