

## HASIL PENELITIAN UPN "VETERAN" YOGYAKARTA

6.1

### KEBUMIHAN

- Komputerisasi Optimasi Continous Gas Lift Dengan Metode Interpolasi Polinomial Dan Metode Hagedorn & Brown  
(Anas Puji Santoso & Agus Widiyarso) ..... 1
- Pengaruh Orientasi Sudut Pendesakan Dari Sumur Injeksi Terhadap Perolehan Minyak Menggunakan Injeksi Gas CO<sub>2</sub>  
(Dedy Kristanto & Sunindyo) ..... (24)
- Penyelidikan Pendahuluan Endapan Batubara Di Sekitar Air Terjun Kalibening Desa Kalisudo, Kecamatan Panggungrejo, Kabupaten Blitar  
(A. Rauf, Helmy M. dan A. Subandrio) ..... 40

### PERTANIAN

- Pengaruh Pemberian Bahan Organik Dan Bakteri Penghasil Asam Organik Terhadap Ketersediaan Fosfat Tanah Latosol  
(Sri Sumarsih) ..... 55
- Pengaruh Rhizo-Plus Pada Hasil Dan Akumulasi Protein Pada Kedelai Yang Mengalami Cekaman Air Selama Pengisian Polong  
(Budyastuti Pringgohandoko) ..... 69
- Pengaruh Perlakuan Fisis Dan Kimiawi Benih Pada Berbagai Lama Perendaman Terhadap Viabilitas Dan Vigor Benih Lamtoro Karanggayam (Prosotis Juliflora)  
(Ellen Rosyelina Sasmita & Ami Suryawati) ..... 80



# PENGARUH ORIENTASI SUDUT PENDESAKAN DARI SUMUR INJEKSI TERHADAP PEROLEHAN MINYAK MENGUNAKAN INJEKSI GAS CO<sub>2</sub>

Dedy Kristanto & Sunindyo<sup>\*)</sup>

## ABSTRACT

Oil displacement research by continuous CO<sub>2</sub> gas conducted using Core Flood with the objective is to study the effect of various displacement inclinations orientation through oil recovery. Reservoir model was used has 43 cm length and 5.12 cm diametre, and displacement processes conducted at miscible condition for XB-5 oil sample at pressure 2500 Psi and temperature 165 °F (74 °C). The inclinations of displacement orientation are horizontal (0°), 45° up ward and vertical (90°). The experiments conducted at the displacement rate on the porous medium is 3.24 cm/jam and displacement processes was terminated at 1.2 PV injection fluid cummulative.

Based on the experiment results, shown that the XB-5 oil recovery at the horizontal (0°) core orientation is 74.98 %, at 45° up ward is 84.15 % and at vertical (90°) is 95.66 % from initial oil in place. If we seen from these results, shown that XB-5 oil recovery at 90° core orientation great than oil recovery at 45° up ward and horizontal (0°) core orientation. This causes the effect of gravity segregation was occurred.

## INTISARI

Penelitian pendesakan minyak oleh gas CO<sub>2</sub> secara kontinyu dilaksanakan menggunakan peralatan Core Flood dengan tujuan untuk mempelajari pengaruh variasi orientasi sudut pendesakan terhadap perolehan minyak. Model core reservoir yang digunakan berukuran panjang 43 cm dan diameter 5.12 cm, sedangkan proses pendesakan dilaksanakan pada kondisi tercampur untuk contoh minyak XB-5 pada tekanan 2500 Psi dan temperatur 165 °F (74 °C). Orientasi sudut pendesakan adalah horizontal (0°), miring 45° ke atas dan vertikal (90°). Percobaan dilakukan pada kecepatan pendesakan didalam media pori 3.24 cm/jam dan proses pendesakan diakhiri setelah dicapai kumulatif fluida injeksi 1.2 PV.

Berdasarkan hasil percobaan didapat bahwa perolehan minyak XB-5 pada sudut orientasi core horizontal (0°) adalah 74.98 %, pada miring 45° ke atas adalah 84.15 % dan pada vertikal (90°) adalah 95.66 % dari minyak mula-mula.

Jika dilihat dari hasil tersebut, ternyata bahwa perolehan minyak XB-5 pada sudut orientasi core miring 90° lebih besar daripada perolehan minyak pada sudut orientasi core miring 45° ke atas dan horizontal (0°). Hal ini disebabkan oleh pengaruh pemisahan gravitasi.

## PENDAHULUAN

Salah satu masalah yang dihadapi dalam industri perminyakan adalah bagaimana mengambil minyak yang masih tertinggal di reservoir dan masih memungkinkan untuk diproduksi. Untuk meningkatkan perolehan minyak yang masih dapat diambil tersebut, salah satu cara yang dapat dilakukan adalah dengan menginjeksikan gas kedalam reservoir pada suatu tekanan injeksi tertentu yang dapat menyebabkan terjadinya pencampuran antara fluida injeksi dengan minyak agar membentuk satu fasa yang homogen sehingga akan memperkecil tegangan permukaan antara gas-minyak tersebut. Supaya tercapai kondisi pencampuran (*miscibilitas*), maka diperlukan suatu tekanan injeksi yang besarnya tergantung pada tekanan reservoir, temperatur reservoir, komposisi minyak dan komposisi gas yang diinjeksikan.

Penggunaan karbondioksida (CO<sub>2</sub>) untuk meningkatkan perolehan (*recovery*) minyak bumi sudah banyak diselidiki oleh para peneliti baik di laboratorium maupun di lapangan minyak setelah cara konvensional (*waterflooding*) diterapkan pada reservoir yang bersangkutan. Penelitian-penelitian di laboratorium menunjukkan bahwa CO<sub>2</sub> Flooding mampu mendorong atau menguras minyak sekitar 60 - 90 % dari jumlah minyak mula-mula di reservoir.

Meskipun ada teknik-teknik pengurasan lainnya seperti penggunaan LPG, N<sub>2</sub>, High Pressure Gas, Surfactant Flooding, Chemical Flooding dan lain-lain, namun ternyata bila sumber CO<sub>2</sub> yang cukup besar tersedia, maka CO<sub>2</sub> ini merupakan fluida yang mempunyai potensi besar sebagai "Flooding Agent".

Hasil penelitian ini nantinya diharapkan dapat dipergunakan sebagai studi perbandingan terhadap perubahan variabel proses seperti tekanan reservoir, komposisi fluida reservoir, kecepatan injeksi ataupun sistem batuan berpori pada lapangan-lapangan minyak lainnya yang ada di Indonesia. Sehingga kandungan CO<sub>2</sub> dengan jumlah cadangan yang cukup besar yang dimiliki Indonesia di sekitar Natuna akan dapat dimanfaatkan secara optimal untuk keperluan perminyakan, khususnya dalam peningkatan produksi tahap lanjut (EOR).

<sup>\*)</sup> Staf Pengajar Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi MineralUPN "Veteran" Yogyakarta



## DASAR TEORI

### *Karakteristik Gas CO<sub>2</sub> Sebagai Fluida Pendesak*

Percampuran yang terjadi karena masuknya CO<sub>2</sub> kedalam sistem reservoir disebabkan oleh karena karakteristik CO<sub>2</sub> yang dapat menyebabkan ekstraksi komponen-komponen hidrokarbon dalam minyak, pengembangan volume minyak (swelling), penurunan viskositas minyak, penambahan densitas minyak dan daya larut CO<sub>2</sub> yang tinggi dalam air formasi.

### *Kelarutan CO<sub>2</sub> Didalam Minyak*

Holm<sup>6)</sup> menyatakan bahwa kelarutan CO<sub>2</sub> dalam minyak pada temperatur 125 °F dan tekanan yang berbeda-beda menunjukkan suatu peningkatan harga kelarutan CO<sub>2</sub> sampai pada tekanan sekitar 1600 psi dan pada penambahan tekanan di atas 1600 psi kelarutan CO<sub>2</sub> menunjukkan harga yang tetap, dimana harga kelarutan CO<sub>2</sub> yang sudah tidak berubah lagi ini disebabkan oleh karena sudah terjadinya percampuran antara CO<sub>2</sub>-minyak pada tekanan tersebut.

Sedang Welker dan Dunlop<sup>20)</sup> menganalisisnya dari perubahan temperatur yang makin besar pada tekanan tetap, dimana hasil percobaannya menunjukan bahwa kelarutan CO<sub>2</sub> akan bertambah dengan bertambahnya temperatur pada satu harga tekanan. Kelarutan CO<sub>2</sub> juga akan bertambah dengan bertambahnya tekanan pada satu harga temperatur. Tetapi Welker dan Dunlop hanya menganalisisnya sampai pada tekanan 800 psi dan hanya menggunakan satu macam hidrokarbon saja, sehingga gejala tetapnya harga kelarutan CO<sub>2</sub> tidak dapat teramati.

Holm<sup>6)</sup> menganalisa untuk berbagai macam hidrokarbon, dimana untuk komponen tunggal seperti heksana kelarutan CO<sub>2</sub> sangat tinggi dibandingkan dengan minyak West Texas, hal ini disebabkan karena berat molekul C<sub>5</sub><sup>+</sup> yang dikandungnya cukup besar dibandingkan dengan minyak West Texas. Holm juga menyimpulkan bahwa adanya unsur metana (C<sub>1</sub>) didalam kandungan minyak akan menurunkan kelarutan CO<sub>2</sub> sehingga percampuran menjadi sulit untuk tercapai.

### *Pengembangan Volume Minyak (Oil Swelling)*

CO<sub>2</sub> yang terlarut dalam minyak akan dapat menambah volume cairan, penambahan volume tersebut disebabkan oleh pengembangan volume minyak (oil swelling). Derajat dari swelling disebut sebagai Faktor Swelling yang besarnya merupakan perbandingan antara volume campuran minyak-CO<sub>2</sub> terlarut pada tekanan dan temperatur saturasi dengan volume minyak sebelum gas CO<sub>2</sub> terlarut pada tekanan atmosfer tetapi pada temperatur saturasi<sup>16)</sup>.

Hasil percobaan oleh Simon dan Graue<sup>16)</sup> pada kondisi jenuh telah dapat menghasilkan sejumlah data tentang faktor swelling. Dari analisa data tersebut yang digambarkan sebagai hubungan antara faktor swelling, fraksi mol CO<sub>2</sub> terlarut dan ukuran molekul minyak dapat dilihat bahwa faktor swelling bukan hanya merupakan fungsi dari banyaknya CO<sub>2</sub> yang terlarut, tetapi juga fungsi dari ukuran molekul minyak.

Beeson dan Ortloff<sup>3)</sup> dalam percobaannya menyajikan suatu korelasi antara tekanan pendesakan dengan faktor swelling, dimana ada satu harga tekanan yang dapat menyebabkan faktor swelling berharga maksimum, yaitu tekanan dimana proses percampuran telah terjadi.

### *Penurunan Viskositas Minyak*

Pengembangan volume minyak (swelling) oleh karena terlarutnya CO<sub>2</sub> dapat menyebabkan viskositas minyak menjadi berkurang, akibatnya maka perbandingan viskositas antara viskositas campuran minyak-CO<sub>2</sub> dengan viskositas minyak oil in place ( $\mu_m/\mu_o$ ) menjadi bertambah. Bertambahnya perbandingan viskositas tersebut menyebabkan efisiensi penyapuan akan menjadi lebih baik. Selain itu viskositas minyak dapat diperbaiki (bertambah) dengan diturunkannya tekanan saturasi, dimana untuk minyak yang lebih kecil viskositasnya pertambahan tersebut akan lebih baik daripada minyak yang mempunyai viskositas lebih besar<sup>16)</sup>.

### *Ekstraksi Komponen Hidrokarbon Dalam Minyak*

Holm dan Josendal<sup>7)</sup> melakukan penelitian tentang kemampuan CO<sub>2</sub> dalam mengekstraksi komponen hidrokarbon dalam minyak yang terjadi pada tekanan percampuran, yaitu minyak yang mempunyai gravity lebih besar membutuhkan tekanan pendesakan yang juga besar agar terjadi ekstraksi dari minyak. Sebagai contoh untuk penelitiannya maka digunakan minyak dari Mead Strawn dengan 41<sup>o</sup> API membutuhkan tekanan pendesakan sebesar 1500 psig jika dibandingkan dengan minyak Bandini dengan 37<sup>o</sup> API yang hanya membutuhkan tekanan pendesakan sebesar 1200 psig.

Gambaran terjadinya proses ekstraksi tersebut di atas menunjukkan bahwa ketika CO<sub>2</sub> diinjeksikan, maka komponen C<sub>1</sub>-C<sub>4</sub> akan diuapkan dari minyak sampai tercapainya satu kondisi kesetimbangan. Sedangkan penginjeksian CO<sub>2</sub> lebih lanjut akan mengekstraksikan komponen C<sub>5</sub>-C<sub>30</sub> yang akan membentuk daerah transisi yang memisahkan antara CO<sub>2</sub> dengan minyak mula-mula. Selanjutnya jika minyak dan CO<sub>2</sub> sudah sepenuhnya tercampur maka proses ekstraksi tidak akan terjadi lagi dalam arti bahwa komposisi cairan hidrokarbon di daerah transisi akan sama dengan minyak mula-mula.



### *Penambahan Densitas Minyak*

Terlarutnya CO<sub>2</sub> dalam minyak selain menurunkan viskositas minyak dalam kenyataannya akan diikuti oleh penambahan densitas minyak, sedangkan CO<sub>2</sub> yang terlarut dalam air formasi akan menyebabkan pengurangan densitas air formasi tersebut. Tetapi penambahan densitas minyak dan pengurangan densitas air formasi dalam suatu sistem model pendesakan linier tidak akan menyebabkan pemisahan secara gravity apabila CO<sub>2</sub> diinjeksikan kedalam sistem. Sebab pada kondisi tekanan pendesakan dan temperatur reservoir, densitas CO<sub>2</sub> sangat besar jika dibandingkan dengan densitas minyak dan air formasi, selain itu kecepatan injeksi yang besar akan lebih memperkecil pemisahan gravity tersebut.

### *Pengaruh CO<sub>2</sub> Dalam Air Formasi dan Batuan*

Welker dan Dunlop<sup>20)</sup> mengemukakan bahwa CO<sub>2</sub> juga mempunyai kelarutan sekitar 2% - 7% dalam air formasi. Jika konsentrasi CO<sub>2</sub> bertambah dari 0 - 20 cf/bbl, maka pH air formasi akan mengalami penurunan dari 7 menjadi 3.3. Selain itu kelarutan tersebut tergantung juga pada salinitas air, tekanan dan temperatur reservoir, pada tekanan 2200 psi kelarutan CO<sub>2</sub> dalam air sekitar 5%.

Disamping dapat melarutkan air formasi, CO<sub>2</sub> juga dapat melarutkan batuan yang diketahui dari kenaikan injektivitas air terutama pada batuan karbonat, yaitu dengan adanya pengasaman batuan karbonat maka menyebabkan permeabilitas batuan menjadi bertambah.

### *Tekanan Tercampur Minimum Gas CO<sub>2</sub>*

Tekanan tercampur minimum gas CO<sub>2</sub> terhadap minyak adalah harga tekanan yang paling rendah dimana percampuran CO<sub>2</sub> dengan minyak sudah terjadi. Harga tekanan tercampur minimum CO<sub>2</sub> tersebut didapat dari hasil percobaan di laboratorium menggunakan Slim Tube<sup>21)</sup>.

Yellig dan Metcalfe<sup>21)</sup> menggunakan dua parameter dalam percobaan menggunakan slim tube, dua parameter tersebut adalah temperatur percobaan dan komposisi minyak. Hasil percobaannya menunjukkan, bahwa pada 1.2 volume pori (1.2 PV) untuk CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan sudah dapat menjamin terjadinya percampuran antara CO<sub>2</sub> dengan minyak. Percampuran yang terjadi ditandai oleh perubahan warna fluida yang keluar secara berangsur-angsur dari warna gelap menjadi warna terang sejalan dengan penambahan tekanan pendesakan lebih lanjut, percampuran secara sempurna terjadi apabila warna sudah tidak berubah lagi dan menjadi kuning terang. Hasil percobaan yang didapat adalah berupa korelasi antara tekanan pendesakan dengan recovery,

dimana harga tekanan tercampur minimum CO<sub>2</sub> didapat dari intersection garis dimana percampuran belum terjadi dengan garis percampuran yang telah terjadi.

Yellig dan Metcalfe<sup>21)</sup> juga menyimpulkan bahwa temperatur mempunyai pengaruh yang besar terhadap harga tekanan tercampur minimum CO<sub>2</sub>. Perubahan tersebut berkisar 15 psi/°F pada temperatur antara 95-192° F, sedangkan komposisi minyak hampir tidak mempunyai pengaruh yang berarti pada perubahan harga tekanan tercampur minimum CO<sub>2</sub>.

Holm dan Josendal<sup>7)</sup> melakukan analisa pengaruh dari komposisi minyak terhadap perubahan harga tekanan tercampur minimum CO<sub>2</sub> dengan metoda yang sama seperti yang digunakan oleh Yellig dan Metcalfe menggunakan minyak yang mempunyai berat molekul C<sub>5</sub><sup>+</sup> yang berbeda-beda harganya. Hasil percobaannya berupa korelasi antara temperatur terhadap tekanan tercampur minimum CO<sub>2</sub> sebagai fungsi dari berat molekul C<sub>5</sub><sup>+</sup>. Dengan bukti korelasi tersebut Holm dan Josendal tidak menyetujui kesimpulan yang dikemukakan oleh Yellig dan Metcalfe tentang tidak adanya pengaruh komposisi minyak terhadap harga tekanan tercampur minimum CO<sub>2</sub>.

Holm dan Josendal menyatakan bahwa korelasi dari Yellig dan Metcalfe hanya dapat digunakan untuk minyak yang mempunyai berat molekul C<sub>5</sub><sup>-</sup> dibawah 180, sedangkan untuk minyak dengan berat molekul C<sub>5</sub><sup>+</sup> di atas 200 korelasi tersebut sudah tidak dapat digunakan lagi. Dari korelasi tersebut juga dapat ditarik kesimpulan bahwa pada harga temperatur tetap, dengan makin besarnya berat molekul C<sub>5</sub><sup>-</sup> maka tekanan tercampur minimum CO<sub>2</sub> juga akan makin besar, demikian pula untuk temperatur yang makin tinggi tekanan tercampur minimum CO<sub>2</sub> akan semakin besar baik untuk setiap berat molekul C<sub>5</sub><sup>+</sup> maupun untuk berat molekul C<sub>5</sub><sup>-</sup> yang semakin besar. Stalkup, melakukan penyempurnaan terhadap percobaan yang telah dilakukan oleh Yellig-Metcalfe dan Holm-Josendal dengan memberikan suatu perkiraan harga tekanan tercampur minimum CO<sub>2</sub> dalam National Petroleum Council Report.

### *Faktor-Faktor Yang Mempengaruhi Efisiensi Pendesakan CO<sub>2</sub>*

Faktor-faktor penting yang sangat mempengaruhi efisiensi pendesakan CO<sub>2</sub> terhadap minyak adalah heterogenitas batuan reservoir, mobility ratio, temperatur, komposisi minyak dan gas serta laju injeksi.

### *Heterogenitas Batuan Reservoir*

Pada kenyataannya didalam reservoir akan dijumpai ketidakseragaman dari batuan reservoir, dimana hal ini dapat dilihat dari porositas dan permeabilitasnya. Berdasarkan hal tersebut, hasil penelitian Holm<sup>6)</sup> menunjukkan bahwa dari sistem pendorongan minyak pada 130° F efisiensi recovery minyak pada pendesakan gas CO<sub>2</sub>-minyak didalam model yang diisi



dengan batuan dolomite yang porositasnya tidak seragam (irregular porosity) adalah rendah, sedangkan recovery minyak akan besar hasilnya pada batuan pasir yang mempunyai ukuran butir seragam (uniform).

Pada batuan dolomite adanya fracture akan mengakibatkan terjadinya channeling atau by passing dari gas CO<sub>2</sub> dalam media berpori tersebut sehingga efisiensi penyapuan minyak akan kecil, sedangkan pada batuan pasir dengan ukuran butir seragam efisiensi penyapuan akan lebih baik karena umumnya porositas untuk batuan pasir (yang seragam besar butirnya) akan lebih besar daripada batuan dolomite, sehingga proses pendesakan CO<sub>2</sub> terhadap minyak akan lebih baik pada batuan pasir.

#### *Mobility Ratio*

Mobilitas aliran fluida merupakan perbandingan antara harga permeabilitas efektif fluida dengan viskositas fluidanya. Sedangkan dalam keadaan tercampur maka fluida pendorong (dalam hal ini gas CO<sub>2</sub>) sudah berbentuk satu fasa di daerah bidang kontak sehingga permeabilitas untuk fluida pendorong dan fluida yang didorong adalah sama, akibatnya mobility ratio sekarang adalah perbandingan antara viskositas minyak dengan viskositas CO<sub>2</sub>.

Blackwell dan Rayne<sup>2)</sup> mengemukakan bahwa makin besar harga mobility ratio maka proses terjadinya breakthrough akan makin cepat dan makin kecil mobility ratio maka efisiensi penyapuannya semakin besar sehingga recovery kumulatif minyak yang didapat pada penginjeksian solvent yang tetap akan makin besar.

Untuk  $M < 1$  tidak akan terjadi penjarian dan daerah yang dicapai oleh fluida pendorong sangat luas serta efisiensi penyapuan cukup tinggi, sedangkan untuk  $M > 1$  maka akan terjadi penjarian dan makin besar mobility ratio maka bentuk front pendesakannya akan makin tidak teratur serta luas daerah yang dicapai oleh fluida pendorong semakin kecil sehingga efisiensi penyapuannya rendah.

#### *Temperatur*

Temperatur dapat berpengaruh terhadap beberapa faktor yaitu swelling, viskositas CO<sub>2</sub> dan harga tekanan tercampur minimum (TTM). Holm dan Josendal<sup>7)</sup> serta Stalkup<sup>17)</sup> mengemukakan bahwa pada suatu tekanan tertentu, maka pengembangan minyak (*swelling factor*) cenderung menurun sejalan dengan naiknya temperatur dan viskositas CO<sub>2</sub> juga menurun dengan bertambahnya tekanan, sedangkan makin tinggi temperatur akan mengakibatkan harga TTM menjadi bertambah besar. Semua ini berarti bahwa temperatur reservoir yang rendah merupakan faktor yang sangat menguntungkan, atau

dengan kata lain bahwa temperatur rendah memerlukan tekanan injeksi yang relatif rendah.

#### *Komposisi Minyak dan Gas*

Pada umumnya komposisi minyak dapat dikorelasikan dengan API gravitinya, dimana API gravity yang makin rendah dapat berarti fraksi mol komponen-komponen menengah dan berat makin besar. Secara umum, Benham mengemukakan bahwa tekanan yang diperlukan untuk mencapai kondisi miscible membesar dengan bertambah beratnya molekul hidrokarbon. Penelitian Holm dan Josendal<sup>7)</sup> mendapatkan hasil yang serupa untuk API gravity rendah dimana berat molekul C<sub>5-</sub> makin besar cenderung akan menghasilkan harga TTM yang tinggi.

Banyak percobaan-percobaan yang telah dilakukan untuk mempelajari kinerja CO<sub>2</sub> flooding yang pada umumnya menggunakan CO<sub>2</sub> murni, karena gas CO<sub>2</sub> murni dalam jumlah yang besar tidak selalu tersedia untuk keperluan injeksi maka beberapa peneliti membuat studi mengenai pengaruh gas impurities pada TTM. Dengan menggunakan tiga jenis minyak yang berbeda, Metcalfe<sup>13)</sup> menyimpulkan bahwa untuk ketiga jenis minyak tersebut makin besar konsentrasi C<sub>1</sub> dalam gas CO<sub>2</sub> maka harga TTM akan makin tinggi sedangkan gas LPG dan H<sub>2</sub>S dapat menurunkan harga TTM.

#### *Laju Injeksi*

Laju injeksi dapat mempengaruhi terbentuknya fingering atau channelling bila mobility ratio cukup besar, bila fingering terjadi maka breakthrough akan lebih cepat dan sebagian minyak akan dilewati (bypass).

Yellig dan Metcalfe<sup>21)</sup> mempelajari pengaruh laju injeksi terhadap recovery menggunakan laju injeksi antara 40 - 80 ft/d dengan alat slimtube berdiameter 0.25 inci dan panjang 40 ft. Dari hasil penelitian ini laju injeksi 40 ft/d dianjurkan untuk digunakan sebelum 0.7 PV pertama dari CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan dicapai kemudian dilanjutkan dengan kecepatan injeksi 80 ft/d.

Holm dan Josendal<sup>7)</sup> juga menggunakan peralatan slimtube dengan panjang 52 ft dan diameter dalam 0.232 inci, injeksi awal sebesar 60 ft/d dan dinaikkan perlahan-lahan sampai akhir injeksi mencapai 200 ft/d, dengan cara seperti ini ternyata injeksi CO<sub>2</sub> dapat diselesaikan dalam waktu 10 jam.

#### **PROSEDUR PERCOBAAN**

Untuk injeksi CO<sub>2</sub> secara kontinyu, percobaan dilakukan dengan cara menginjeksikan gas CO<sub>2</sub> sebagai fluida pendesak kedalam core media pori yang telah berisi contoh minyak. Perolehan minyak akan dicatat untuk berbagai variasi parameter dan orientasi sudut pendesakan pada kondisi tekanan



pendesakan di atas tekanan tercampur minimum untuk contoh minyak XB-5. Disain model fisik dari peralatan yang akan digunakan dalam penelitian ini dapat dilihat pada gambar 1.

Pengamatan yang dilakukan selama percobaan ini pada dasarnya dapat dibagi menjadi dua, yaitu pengamatan secara kualitatif dan kuantitatif. Pengamatan secara kualitatif dilakukan melalui glass window untuk mengetahui apakah proses pendesakan tersebut berlangsung pada kondisi tercampur atau tidak, karena pengamatan ini akan menunjang analisa hasil penelitian. Sedangkan pengamatan secara kuantitatif dilakukan dengan pencatatan pada alat-alat yang digunakan, yaitu waktu pelaksanaan percobaan (jam), penghitung digital untuk mengetahui volume fluida injeksi yang diinjeksikan pada kondisi tekanan dan temperatur ruang, posisi cairan minyak pada gelas ukur untuk menentukan volume minyak dan air yang diproduksi, pengukuran produksi gas menggunakan dry test meter, pencatatan tekanan injeksi dan tekanan pada back pressure regulator (BPR), pengukuran temperatur ruang, temperatur air bath (core holder), temperatur BPR dan temperatur fluida pendesak.

#### HASIL PERCOBAAN

Perilaku produksi hasil pendesakan gas CO<sub>2</sub> yang dimaksudkan yaitu suatu gambaran dari hubungan antara perolehan minyak (% Recovery) terhadap pore volume gas CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan (% PV) pada kondisi tekanan pendesakan. Penelitian dilakukan pada contoh minyak XB-5, sebagai variabel proses pada contoh minyak tersebut adalah orientasi sudut kemiringan core yaitu horizontal (0°), miring 45° keatas dan vertikal (90°) pada tekanan injeksi 2500 Psi dan temperatur 64 °C (147 °F).

Percobaan I dilakukan pada sudut orientasi core horizontal (0°) untuk melihat perolehan minyak (% Recovery) yang didapatkan, dimana hasil-hasil percobaan tersebut diperlihatkan pada gambar 2. Percobaan II dilakukan pada kemiringan dari core 45° keatas untuk mendapatkan perolehan minyak dengan fluida pendesak CO<sub>2</sub>, hasil percobaan tersebut diperlihatkan pada gambar 3. Sedangkan percobaan III dilakukan pada sudut orientasi core vertikal (90°), hasilnya dapat dilihat pada gambar 4. Sedangkan hasil perbandingan perolehan minyak yang didapat pada Minyak XB-5 untuk sudut orientasi core horizontal (0°), miring 45° keatas dan vertikal (90°) diperlihatkan pada gambar 5.

Pada tabel 5, memperlihatkan perolehan minyak saat tembus gas untuk variasi orientasi core horizontal (0°), miring 45° keatas dan vertikal (90°). Selanjutnya tabel 6 memperlihatkan perolehan minyak dan saturasi minyak tertinggal (Sor) untuk contoh Minyak XB-5.

#### ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Pendesakan untuk contoh minyak XB-5 pada sudut orientasi core horizontal (0°) seperti ditunjukkan pada gambar 2. Tembus gas (gas breakthrough) terjadi pada 0.43 PV fluida injeksi dengan perolehan minyak 45.93 % dari minyak mula-mula. Setelah proses pendesakan dihentikan pada 1.2 PV fluida injeksi, didapat perolehan minyak (% Recovery) sebesar 74.98 %, blowdown recovery 12.11 % dengan saturasi minyak tertinggal (Sor) sebesar 25.02 %.

Pendesakan untuk contoh minyak XB-5 pada sudut orientasi core miring 45° keatas seperti ditunjukkan pada gambar 3. Tembus gas terjadi pada 0.47 PV fluida injeksi dengan perolehan minyak 53.23 % dari minyak mula-mula. Setelah proses pendesakan dihentikan pada 1.2 PV fluida injeksi, didapat perolehan minyak (% Recovery) sebesar 84.15 %, blowdown recovery 1.08 % dengan saturasi minyak tertinggal (Sor) sebesar 15.85 %.

Pendesakan untuk contoh minyak XB-5 pada sudut orientasi core vertikal (90°) seperti yang ditunjukkan pada gambar 4. Tembus gas terjadi pada 0.55 PV fluida injeksi dengan perolehan minyak 54.96 % dari minyak mula-mula. Setelah proses pendesakan dihentikan pada 1.2 PV fluida injeksi, didapat perolehan minyak (% Recovery) sebesar 95.66 % dengan Sor sebesar 4.34 %.

Berdasarkan hasil percobaan-percobaan yang telah dilakukan, yaitu berupa plotting perilaku proses pendesakan antara produksi minyak dan gas kumulatif terhadap volume fluida injeksi (PV), secara umum terlihat bahwa selama proses pendesakan sebelum tembus gas terjadi (gas breakthrough) peningkatan perolehan minyak yang terproduksi berlangsung dengan laju yang relatif konstan dengan grafik peningkatan perolehan minyak yang relatif lurus (linier). Selanjutnya setelah dicapai kestabilan maka perolehan minyak sampai dengan akhir pendesakan (1.2 PV) menunjukkan harga yang sama besar (grafik mendatar), artinya tidak ada lagi penambahan perolehan minyak karena minyak sudah tidak dapat terkuras dengan meninggalkan sejumlah minyak sisa (Sor).

Jika dilihat dari hasil-hasil di atas, maka perbedaan perolehan minyak yang didapat pada ketiga sudut orientasi core (horizontal, miring 45° keatas dan vertikal) tersebut disebabkan karena pada sudut orientasi core vertikal (90°) dan miring 45° ke atas terjadi pengaruh gravity segregasi sebagai akibat adanya perbedaan rapat massa (*densitas*) antara gas dengan minyak sehingga akan meningkatkan efisiensi pendesakannya, dengan demikian perolehan minyaknyapun akan mengalami peningkatan.



## KESIMPULAN

1. Perolehan minyak XB-5 pada sudut orientasi core horizontal ( $0^0$ ), miring  $45^0$  keatas dan vertikal ( $90^0$ ) adalah 74.98 %, 84.15 % dan 95.66 % dari minyak mula-mula.
2. Gas breakthrough pada sudut orientasi core horizontal ( $0^0$ ), miring  $45^0$  ke atas dan vertikal ( $90^0$ ) adalah 0.43 PV, 0.55 PV dan 0.55 PV.
3. Perolehan minyak saat gas breakthrough Minyak XB-5 pada sudut orientasi core horizontal ( $0^0$ ), miring  $45^0$  keatas dan vertikal ( $90^0$ ) adalah 45.93 %, 53.23 % dan 54.96 % dari minyak mula-mula.
4. Saturasi minyak tertinggal Minyak XB-5 yang diperoleh saat akhir proses pendesakan (1.2 PV) pada sudut orientasi core horizontal ( $0^0$ ), miring  $45^0$  keatas dan vertikal ( $90^0$ ) adalah 25.02 %, 15.85 % dan 4.34 %.
5. Perolehan Minyak XB-5 pada sudut orientasi core vertikal ( $90^0$ ) lebih besar daripada perolehan minyak pada sudut orientasi core miring  $45^0$  keatas dan horizontal ( $0^0$ ), hal ini disebabkan karena adanya pengaruh pemisahan gravitasi.

## SARAN

1. Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih lengkap, maka untuk penelitian selanjutnya perlu dilakukan terhadap jenis minyak lainnya dengan sifat fisik fluida yang berbeda.
2. Pada lapangan minyak yang mempunyai kandungan cadangan gas  $CO_2$  relatif besar, maka disarankan menerapkan injeksi gas  $CO_2$  sebagai suatu metoda alternatif untuk meningkatkan perolehan minyaknya.
3. Untuk reservoir yang mempunyai kemiringan seperti reservoir minyak pada umumnya, maka dalam upaya meningkatkan perolehan minyak penerapan injeksi gas  $CO_2$  pada kondisi tekanan pendesakan diatas tekanan tercampur minimum akan lebih efektif.

## DAFTAR PUSTAKA

1. Amyx., J.W. Bass, and Withing., 1960, "Petroleum Reservoir Engineering", Mc. Graw Hill Book Co., New York.
2. Blackwell, Rayne., J.R, and Terry., W.M., 1959, "Factor Influencing The Efficiency of Miscible Displacement", SPE of AIME, Vol. 217.
3. Beeson., D.M and Ortloff., D.J., 1959, "Laboratory Investigation of Water Driven Carbon Dioxide Process For Oil Recovery", SPE of AIME.

4. Gardner, J.W, Orr, F.M, and Patel, P.D, Nopember, 1959, "The Effect of Phase Behavior on  $CO_2$  Flood Displacement Efficiency", SPE of AIME.
5. Gardner., J.W, and Ypma., J.G.J., 1982, "An Investigation of Phase Behavior or Macroscopic Bypassing Interaction in  $CO_2$  Flooding", SPE of AIME, Volume 197.
6. Holm L.W., 1959, "Carbon Dioxide Solvent Flooding For Increased Oil Recovery", SPE of AIME, Vol. 216, p.225 - 231.
7. Holm., L.W and Josendal V., April 1974, "Mechanism of Oil Displacement By Carbon Dioxide", SPE of AIME 4736.
8. Habermann., B., 1960, "The Efficiency of Miscible Displacement As Function of Mobility Ratio", SPE of AIME, Volume 219.
9. Koch., H.A and Slobod, R., 1958, "Miscible Fluid Displacement in Porous Media", SPE of AIME, Volume 213.
10. Koch., H.A., Nov., 1956., and Slobod, R., "Miscible Slug Process", SPE of AIME p.143 - 150.
11. Koval, E.J., June 1963, "A Method for Predicting the Performance of Unstable Miscible Displacement in Heterogeneous Media", SPE of AIME.
12. Lacey J.W., 1958, "Miscible Fluid Displacement in Porous Media", SPE of AIME, Vol. 213.
13. Metcalfe, R.S., 1982, "Effects of Impurities on Minimum Miscibility Pressures and Minimum Enrichment Levels for  $CO_2$  and Rich Gas Displacements", SPE of AIME, Volume 197.
14. Rapoport, L.A, and Leas, W.J., October, 1953, "Properties of Linear Waterfloods", SPE of AIME.
15. Schwarz, N., and Geertsma, J., July, 1955, "Theory of Dimensionally Scaled Model of Petroleum Reservoirs", SPE of AIME.
16. Simon, R and Graue, G.D., January, 1965, "Generalized Correlations For Predicting Solubility Swelling and Viscosity Behavior  $CO_2$  - Crude Oil System", SPE of AIME.
17. Stalkup, F.I., 1984, "Miscible Displacement", Monograph Vol. 8, Henry L. Doherty, Series, SPE of AIME, New York.
18. Van Poolen, H.K., 1980, "Fundamental of Enhanced Oil Recovery", PennWell Co., Oklahoma.
19. Welker, J.R, and Dunlop, D.P., "Physical Properties of Carbonated Oil", SPE of AIME, Agustus, 1963.



20. Yellig, W. and Metcalfe, R., 1980, "Determination and Prediction of  $CO_2$  Minimum Miscibility Pressures", SPE of AIME 7477.
21. Yarborough, L and Metcalfe, R.S., 1979, "The Effect of Phase Equilibria on the  $CO_2$  Displacement Mechanism", SPE of AIME.

Tabel - 1.  
Kondisi Fisik Reservoir XB-5

| Contoh Minyak | Kedalaman (ft) | Temperatur Reservoir (°F) | Tekanan Reservoir (Psi) | Tekanan Rekah (Psi) |
|---------------|----------------|---------------------------|-------------------------|---------------------|
| XB - 5        | 4452           | 165                       | 1644                    | 3116                |

Tabel - 2.  
Sifat Fisik Fluida Reservoir

| Contoh Minyak | Berat Jenis, (g/cc) | $\alpha_{API}$ | $\mu_{cp}$ T.ruang | TTM (Psi) |
|---------------|---------------------|----------------|--------------------|-----------|
| XB - 5        | 0.782               | 49.4           | 3.6                | 2351      |

Tabel - 3.  
Data Core Hasil Pengukuran

| No. | Parameter                     | Hasil Pengukuran        |
|-----|-------------------------------|-------------------------|
| 1.  | Diameter Core                 | 5.12 cm                 |
| 2.  | Panjang Core, L               | 43 cm                   |
| 3.  | Luas Penampang, A             | 20.578 cm <sup>2</sup>  |
| 4.  | Volume Batuan, V <sub>b</sub> | 884.031 cm <sup>3</sup> |
| 5.  | Laju Aliran, q                | 0.0056 cc/detik         |
| 6.  | Pressure Drop, $\Delta P$     | 3.4014 atm              |
| 7.  | Viskositas Minyak, $\mu_o$    | 3.6 cp                  |
| 8.  | Volume Pori, V <sub>p</sub>   | 265.21 cc               |
| 9.  | Porositas, $\phi$             | 30 %                    |
| 10. | Permeabilitas, k              | 1236.4 mD               |

Tabel - 4.  
Komponen Hidrokarbon Yang Terkandung Dalam Minyak XB-5

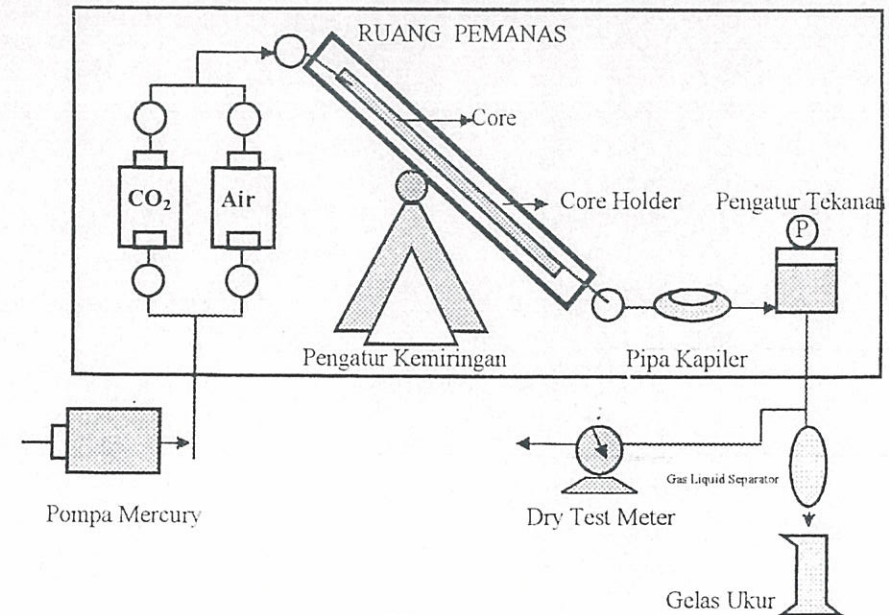
| No. | Komponen         | Fraksi Mol (%) |
|-----|------------------|----------------|
| 1.  | H <sub>2</sub> S | 0.0000         |
| 2.  | CO <sub>2</sub>  | 0.0000         |
| 3.  | N <sub>2</sub>   | 0.0000         |
| 4.  | C <sub>1</sub>   | 0.0014         |
| 5.  | C <sub>2</sub>   | 0.0064         |
| 6.  | C <sub>3</sub>   | 0.0325         |
| 7.  | C <sub>4</sub>   | 0.0678         |
| 8.  | C <sub>5</sub>   | 0.0564         |
| 9.  | C <sub>6</sub> * | 0.8355         |

Tabel - 5.  
Tembus Gas dan Perolehan Minyak XB-5 Saat Tembus Gas Untuk Setiap Orientasi Sudut Pendesakan

| Orientasi Core  | CO <sub>2</sub> Injeksi (% PV) | Tembus Gas (% PV) | Perolehan Minyak Saat Tembus Gas (% Recovery) |
|-----------------|--------------------------------|-------------------|---|
| Horizontal (0°) | 100                            | 0.43              | 45.93   |
| Miring 45°      | 100                            | 0.47              | 53.23   |
| Vertikal (90°)  | 100                            | 0.55              | 54.96   |

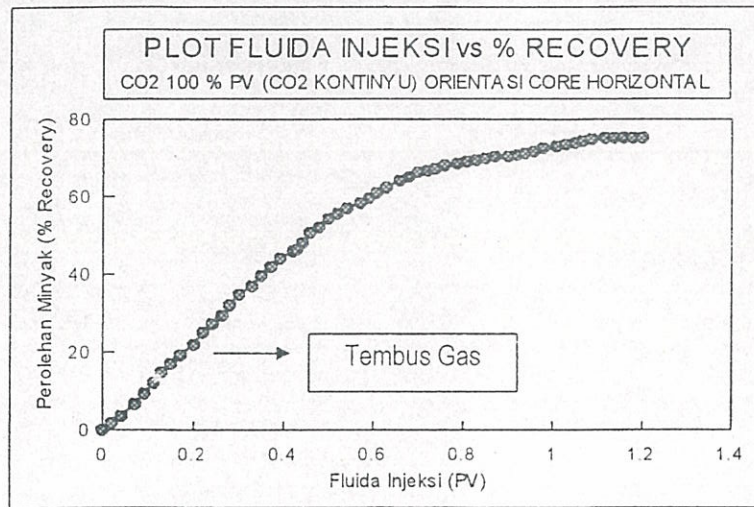
Tabel - 6.  
Hasil Perolehan Minyak dan Saturasi Minyak Tertinggal (Sor) Pada Minyak XB-5

| Orientasi Core  | CO <sub>2</sub> Injeksi (% PV) | Perolehan Minyak (% Recovery) | Saturasi Minyak Tertinggal, Sor (%) |
|-----------------|--------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| Horizontal (00) | 100                            | 74.98                         | 25.02                               |
| Miring 450      | 100                            | 84.15                         | 15.85                               |
| Vertikal (900)  | 100                            | 95.66                         | 4.34                                |



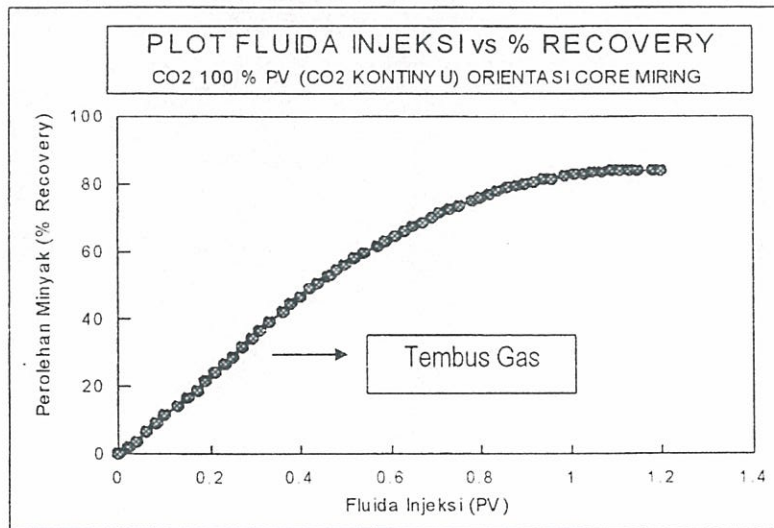
Gambar 1.  
Skema Peralatan Pendesakan Menggunakan Coreflood





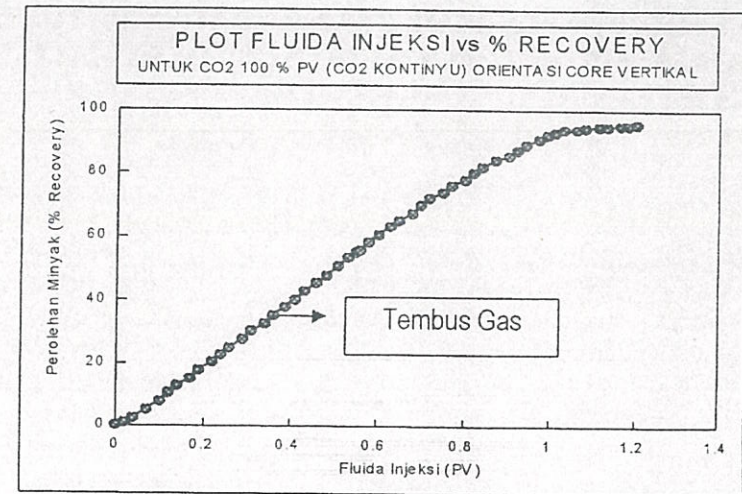
Gambar 2.

Ploting Fluida Injeksi (PV) Terhadap % Recovery Minyak XB-5 Orientasi Core Horizontal ( $0^{\circ}$ )



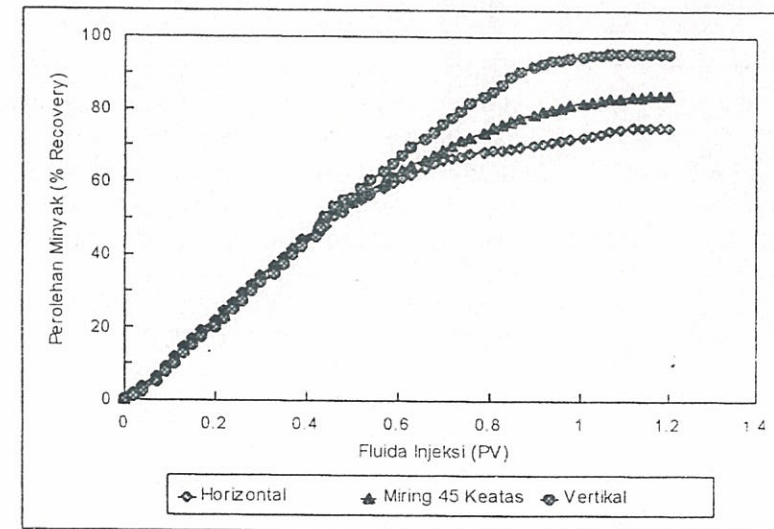
Gambar 3.

Ploting Fluida Injeksi (PV) Terhadap % Recovery Minyak XB-5 Orientasi Core Miring  $45^{\circ}$  Keatas



Gambar 4.

Ploting Fluida Injeksi (PV) Terhadap % Recovery Minyak XB-5 Orientasi Core Vertikal ( $90^{\circ}$ )



Gambar 5.

Perbandingan Perolehan Minyak (% Recovery) Minyak XB-5 Pada Berbagai Orientasi Sudut Pendesakan