

Kajian Eksperimen Metoda Injeksi Air Berkarbon untuk Peningkatan Produksi Minyak dan Pemanfaatan Emisi CO₂

Experimental Study of Carbonated Water Injection Method for Enhanced Oil Recovery and CO₂ Utilization

Septi Anggraeni, M.Romli dan Edward Tobing

Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

Jl. Ciledug Raya Kav. 109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan

Telepon: 62-21-7394422, Fax: 62-21-7246150

E-mail: septia@lemigas.esdm.go.id; mohamadr@lemigas.esdm.go.id; etobing@lemigas.esdm.go.id

Teregistrasi I tanggal 14 Mei 2014; Diterima setelah perbaikan tanggal 22 Juli 2014

Disetujui terbit tanggal: 29 Agustus 2014

ABSTRAK

Produksi dan cadangan minyak Indonesia terus mengalami penurunan, oleh sebab itu diperlukan usaha-usaha untuk mengatasi masalah ini. Selain itu penggunaan energi fosil yang belum tergantikan oleh energy terbarukan menimbulkan kelebihan emisi gas yang mengakibatkan perubahan iklim. Oleh sebab itu pemerintah telah mengeluarkan Perpres Nomor 61 Tahun 2011 tentang Rencana Aksi Nasional Gas Rumah Kaca, untuk mengurangi emisi gas CO₂. Salah satu metoda EOR yang digunakan untuk menaikkan produksi minyak dan menyimpan gas CO₂ adalah dengan menginjeksikan air yang disaturasikan dengan gas CO₂ kedalam reservoir minyak. Tujuan dari penelitian ini adalah melakukan investigasi metoda injeksi air berkarbon dengan melakukan eksperimen pendesakan fluida di laboratorium. Hasil dari eksperimen di laboratorium memperlihatkan metoda injeksi air berkarbon dapat menaikkan perolehan minyak dengan tekanan injeksi yang relatif lebih rendah dari metoda injeksi gas CO₂ lainnya. Dengan demikian metoda ini diharapkan dapat menekan biaya dalam implementasi injeksi gas CO₂ di lapangan.

Kata Kunci: emisi gas CO₂, metoda injeksi air berkarbon, eksperimen pendesakan fluida, tekanan injeksi.

ABSTRACT

Indonesia Oil Production and reserved have been declining constantly now a days. Therefore, a serious effort such as using Enhanced Oil Recovery technology must be needed. Moreover, an excessive used of fossil energy that have not been replaced with renewable energy produces CO₂ emissions enhancement resulted climate changed problem. On purposed to handle this problem, the Indonesia government releases Perpres no.61, 2011 that's presidential decree on plan of national action to reduce CO₂ emissions. Therefore, the method of carbonated water injection is introduced for enhancing hydrocarbon recovery and carbon dioxide storage. The objective of this study is to investigate the carbonated water injection method by performing fluid displacement test in EOR laboratorium. The results of the experiments show that the enhance oil recovery can be achieved by using the carbonated water injection method with the lowest pressure injection comparing with others CO₂ injection method. Presumably, the operating cost in implemented CO₂ injection in the oil field can be decreased by using the carbonated water injection method.

Keywords: CO₂ emissions, the carbonated water injection method, fluid displacement test, the enhance oil recovery, pressure injection

I. PENDAHULUAN

Saat ini minyak bumi masih menjadi sumber energi utama di Indonesia, walaupun Pemerintah berusaha untuk menggunakan energi-energi alternatif lain seperti: batubara, gas bumi, dan energi terbarukan seperti: matahari, air, angin. Akan tetapi tetap saja minyak bumi saat ini masih menjadi primadona untuk memenuhi kebutuhan energi di Indonesia. Produksi minyak Indonesia terus mengalami penurunan dalam 4 tahun terakhir ini, dan selalu dibawah target yang ditetapkan, pada saat ini produksi minyak Indonesia adalah: 830 ribu barel perhari dan ini masih dibawah target pemerintah Indonesia yang ditetapkan rata-rata pertahun adalah: 900 ribu barel perhari (Pradnyana2014).

Cadangan minyak terbukti Indonesia juga sudah mengalami penurunan hingga awal tahun 2013 menjadi: 4 *milyard barrel* (Pradnyana 2014). Oleh karena itu harus dilakukan usaha-usaha untuk menaikkan cadangan dan produksi minyak seperti melakukan eksplorasi untuk menemukan lapangan minyak baru. Usaha untuk meningkatkan produksi minyak di lapangan-lapangan tua digunakan metoda peningkatan pengurusan cadangan atau lebih dikenal dengan metoda *Enhanced Oil Recovery* (EOR).

Saat ini konsumsi energi dunia masih didominasi oleh sumber energi fosil. Sumber energi fosil, berupa minyak bumi, gas dan batubara, secara alamiah jumlahnya terbatas. Namun penggunaannya, terutama di sektor transportasi masih belum dapat tergantikan oleh sumber energi lain, seperti energi terbarukan. Mengingat kecenderungan penggunaan energi fosil yang terbatas ini akan terus meningkat di masa-masa yang akan datang dan akhir-akhir ini terkait dengan isu perubahan iklim global. Kegiatan di sektor energi, baik kegiatan penyediaan maupun penggunaan energi, menghasilkan gas rumah kaca (GRK) yang menyebabkan perubahan iklim.

Sejauh ini Pemerintah Indonesia telah mengeluarkan Peraturan Presiden Nomor 61 Tahun 2011 tentang Rencana Aksi Nasional Gas Rumah Kaca dalam rangka menindaklanjuti kesepakatan Bali *Action Plan* pada *The Conferences of Parties* (COP) ke-13 *United Nations Frameworks Convention on Climate Change* (UNFCCC) dan hasil COP-15 di Copenhagen dan COP-16 di Cancun disamping itu untuk memenuhi komitmen Pemerintah Indonesia dalam pertemuan G-20 di Pittsburg untuk menurunkan

emisi gas rumah kaca sebesar 26% dengan usaha sendiri dan mencapai 41% jika mendapat bantuan internasional pada tahun 2020. Oleh karena itu perlu disusun langkah-langkah untuk menurunkan emisi Gas Rumah Kaca tersebut (Indonesia CCS Study Working Group, November 2009).

Banyak cara yang tersedia untuk mereduksi emisi CO₂ diantaranya, salah satunya adalah dengan menginjeksikan emisi CO₂ kedalam *depleted* reservoir sehingga minyak yang tersisa didalam reservoir akan terproduksi kembali. Hal ini merupakan salah satu metoda peningkatan pengurusan cadangan minyak yang telah dikenal dengan nama CO₂ *Flooding*. Ada beberapa cara dalam penginjeksian CO₂, yaitu: injeksi gas CO₂ kontinyu, injeksi gas CO₂ bergantian dengan air atau *Water Alternate Gas* (WAG), dan injeksi air berkarbonasi (Willhite 1998).

Gas CO₂ apabila tersaturasi kedalam minyak, maka akan mengakibatkan volume minyak menjadi bertambah (*swelling*), akibatnya viskositas minyak menjadi berkurang. Holm dan Yosendal (1974) menerangkan bahwa gas CO₂ efektif untuk menyapu minyak dalam media berpori karena: mengakibatkan volume minyak bertambah (*swelling*) sehingga mengurangi viskositas dan menaikkan densitas minyak. Dengan sifat-sifat ini maka injeksi gas CO₂ didalam reservoir akan menaikkan perolehan minyak. Selain itu gas CO₂ juga mempunyai sifat mudah terlarut dalam air dan mengurangi densitas air. Sehingga gas CO₂ mengurangi beda densitas antara minyak dan air, akibatnya akan mengurangi efek *gravity segregation*.

Penelitian tentang Injeksi air berkarbonasi sudah dimulai sejak tahun 1950-an. Implementasi di lapangan dalam bentuk *pilot project* juga sudah dilakukan, seperti Proyek K&S yang dilaksanakan di Bartlesfield, Oklahoma, US dan proyek *Dome Unit*, Bartlesfield, Oklahoma, US tahun 1965 (Dong dkk. 2011). Akan tetapi, akhir-akhir ini mulai banyak dilakukan penelitian tentang injeksi air berkarbon seiring dengan adanya *issue* pemanasan global, dimana metoda ini dapat memecahkan solusi pemanfaatan emisi CO₂ yang berasal dari misalkan pembangkit listrik, pabrik pupuk, dan lain-lain untuk ditangkap (*Captured*) kemudian diinjeksikan ke lapangan minyak yang sudah *depleted* untuk menaikkan *recovery* minyak. Walaupun sudah banyak dilakukan penelitian tentang metoda ini

dilingkup internasional, belum ada satupun penelitian tentang metoda injeksi air berkarbon yang dilakukan di Indonesia dengan sampel fluida yang berasal dari Indonesia.

Mengingat pentingnya usaha untuk meningkatkan produksi minyak dan pengurangan emisi gas CO₂, maka dalam studi ini dilakukan investigasi tentang metoda injeksi air berkarbon, dengan metoda eksperimen pendesakan fluida di laboratorium. Dalam eksperimen pendesakan fluida sampel fluida di ambil dari sumur lapangan Jatibarang Pertamina, Cirebon. Sebelum eksperimen pendesakan fluida disiapkan air untuk injeksi dengan mesaturasikan gas CO₂ kedalam air hingga jenuh. Kemudian air berkarbon tersebut diinjeksikan dengan tekanan injeksi 1500 psig kedalam sampel *Clashach* yang berisi fluida reservoir yaitu: air, minyak dan gas, hingga fluida tersebut terproduksi.

II. METODE

A. Umum

Seperti disebutkan dalam alinea sebelumnya metoda yang digunakan dalam penelitian ini adalah eksperimen pendesakan fluida di laboratorium. Untuk menunjang eksperimen ini perlu juga diketahui mekanisme pendesakan fluida, serta sifat karakteristik fluida dan batuan.

B. Mekanisme Injeksi Air Berkarbon

Mekanisme dasar injeksi CO₂ adalah bercampurnya CO₂ dengan minyak dan membentuk fluida baru yang lebih mudah didesak dengan minyak pada kondisi awal reservoir. CO₂ sebagai fluida pendesak akan mencapai keadaan tercampur dengan baik pada kondisi tertentu dengan sifat-sifat CO₂ sebagai fluida pendesak akan mencapai keadaan tercampur dengan baik pada kondisi tertentu dengan sifat-sifat CO₂ sebagai fluida pendesak.

Pada dasarnya mekanisme pendesakan minyak dengan injeksi gas CO₂ disebabkan oleh faktor-faktor sebagai berikut (Willhite dkk. 1998):

- Pengembangan volume minyak.
- Penurunan viskositas minyak.
- Ekstraksi Sebagian Komponen Minyak.

Pada awalnya injeksi air berkarbon digunakan untuk memperbaiki perolehan minyak yang didapat dari injeksi air dengan menambahkan komponen gas CO₂ kedalam air yang diinjeksikan. Air injeksi yang

sudah dijenuhi oleh gas CO₂ diinjeksikan kedalam reservoir sebagai fluida pendorong minyak. CO₂ berada didalam fasa air kemudian masuk kedalam fasa minyak.

Transfer masa dari CO₂ di dalam air ke dalam minyak terjadi berdasarkan fakta bahwa CO₂ lebih mudah larut dalam minyak daripada dalam air pada temperatur dan tekanan yang sama. Dengan larutnya CO₂ ke dalam minyak akan membuat viskositas minyak menjadi berkurang, menjadikan ratio mobilitas antara minyak dan air menjadi lebih baik di daerah *zone* kontak, dan volume minyak membesar (*swelling effect*) sehingga menaikkan *relative permeability* minyak. Hal ini mengakibatkan kenaikan perolehan minyak daripada dengan injeksi air (Riazi dkk. 2009).

Di dalam injeksi CO₂ secara berkesinambungan, salah satu problemnya adalah *sweep efficiency* yang terkadang tidak begitu baik, yang disebabkan oleh viskositas CO₂ yang tinggi. Dengan adanya faktor air dalam injeksi air berkarbon akan mengurangi viskositas fluida injeksi, sehingga diharapkan memperbaiki *sweep* efisiensi. Dengan injeksi air berkarbon akan lebih banyak porsi CO₂ yang tersimpan dalam reservoir. Injeksi air berkarbon tidak memerlukan gas CO₂ yang sebesar injeksi CO₂ secara menerus (Kechut dkk. 2011).

C. Sifat-Sifat Gas CO₂

Pada tekanan dan *temperature* ruang CO₂ yang berwujud gas, jika ditekan sampai diatas 300 psia pada *temperature* 0 deg.F akan berwujud fasa cair, CO₂ akan berbentuk padatan (*dry ice*) jika *temperature* sangat rendah. Adapun sifat fisik dan kimia dari CO₂ dapat dilihat dalam Tabel 1 berikut ini.

Sifat atau karakter yang sangat penting untuk dibahas didalam penelitian ini adalah kelarutan CO₂

Tabel 1
Sifat fisik dan kimia gas CO₂
(Tim Pelaksana
kegiatan DIPA PPPTMGB "LEMIGAS", 2008)

Berat Molekul	44.01 g/mole
Tekanan Kritis	1073 psia
Temperatur Kritis	87.8° F
Volume Kritis	0.0237 cu-ft/lb
Densitas (0°F, 300 psi)	8.5 lb/gal
Volume spesifik (14.7 psia, 60°F)	8.659 cu-ft/lb
Panas spesifik (liquid) pada 300 psi	0.5 Btu/lb-°F

didalam air dan percampuran CO₂ dengan minyak yang terjadi pada tekanan tercampur minimum (*minimum miscible pressure*, MMP).

D. Kelarutan Gas CO₂ di Dalam Air

Gas CO₂ mempunyai sifat mudah larut di dalam air, tidak seperti air dengan hidrokarbon yang tidak mudah dilarutkan. Sedangkan dengan minyak gas CO₂ lebih mudah lagi terlarut. Dalam hal ini kelarutan CO₂ di dalam air sangat lah besar dibandingkan *hydrocarbon* dengan air. Sifat ini sangatlah penting diperhatikan dalam proses injeksi CO₂ dengan air yang berfungsi sebagai pengontrol faktor mobilitas.

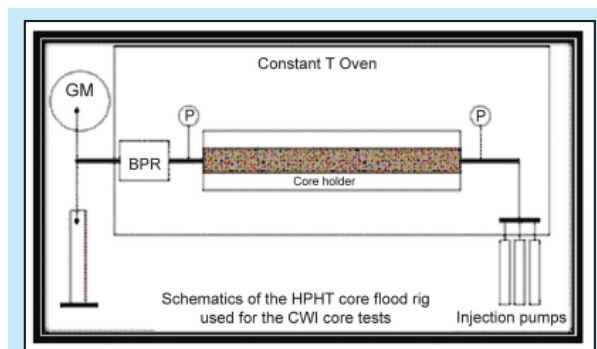
Kelarutan gas CO₂ didalam air adalah fungsi *temperature*, tekanan, dan salinitas air. Pada umumnya kelarutan CO₂ didalam air bertambah dengan naik-nya tekanan dan turunnya *temperature*. Kenaikan salinitas air akan mengakibatkan turunnya kelarutan CO₂ didalam air. Penurunan kelarutan CO₂ didalam brine ini terjadi berkorelasi langsung dengan prosentase berat partikel yang terkandung dalam *brine* atau air (Chang dkk. 1998).

E. Tekanan Tercampur Minimum

Tekanan tercampur minimum (*minimum miscible pressure*; MMP) gas CO₂ terhadap minyak adalah harga tekanan yang paling rendah karena proses pencampuran CO₂ dengan minyak telah berlangsung. Harga tekanan tercampur minimum CO₂ tersebut didapat dari hasil percobaan di laboratorium menggunakan peralatan *Slim Tube*. Yellig dan Metcalfe (1980) menggunakan dua parameter dalam percobaan menggunakan *Slim Tube*, yaitu temperatur dan komposisi minyak. Hasil percobaan menunjukkan bahwa 1.2 volume pori (1.2 PV) untuk CO₂ yang diinjeksikan sudah dapat menjamin pencampuran antara CO₂ dan minyak. Pencampuran yang terjadi ditandai dengan adanya perubahan warna fluida yang keluar secara berangsur-angsur dari warna gelap menjadi warna terang sejalan dengan penambahan tekanan pendesakan. Pencampuran secara sempurna terjadi apabila warna sudah tidak berubah lagi dan menjadi kuning terang. Hasil percobaan yang didapat adalah berupa kurva korelasi antara tekanan pendesakan dan perolehan minyak (*oil recovery*). Harga tekanan tercampur minimum CO₂ ditunjukkan dari perpotongan (*intersection*) garis saat percampuran belum terjadi dengan garis

saat percampuran telah terjadi. Yellig dan Metcalfe (1980) juga menyimpulkan bahwa *temperature* mempunyai pengaruh yang besar terhadap harga tekanan tercampur minimum CO₂. Perubahan tersebut berkisar 15 psi/°F pada rentang *temperature* 95-192°F.

Analisis Holm dan Josendal (1980) yang menggunakan metoda yang sama dengan Yellig dan Metcalfe (1988) menggunakan minyak yang mempunyai berat molekul C5+ yang berbeda-beda. Hasil percobaannya berupa korelasi antara *temperature* terhadap tekanan tercampur minimum CO₂ sebagai fungsi dari berat molekul C5+. Holm dan Josendal (1980) juga menyatakan bahwa korelasi Yellig dan Metcalfe (1980) hanya dapat digunakan untuk minyak yang mempunyai berat molekul C5+ dibawah 180 sedangkan untuk minyak dengan C5+ diatas 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 C5+ maka tekanan tercampur minimum CO₂ juga akan makin besar. Demikian pula untuk *temperature* yang makin tinggi, tekanan tercampur minimum CO₂ akan semakin besar baik untuk setiap berat molekul C5+ maupun untuk berat molekul C5+ yang semakin besar.



Gambar 1
Skema peralatan *Flooding System* (Kechut dkk. 2011)

Tabel 2
Hasil pengukuran *swelling test*

Reservoir System	CO ₂ Injection SCF/STB	Saturation Pressure Psig	Solubility of CO ₂ SCF/BBL Reservoir ^(*)	Swelling Factor Fraction ^(**)
Original Reservoir Oil	0.00	410	0.00	1.00
CO ₂ /Oil System I	104.61	700	130.35	1.1215
CO ₂ /Oil System II	219.39	1200	253.22	1.1755
CO ₂ /Oil System III	556.74	1700	615.22	1.3446
CO ₂ /Oil System IV	763.83	2200	836.77	1.4421

^(*) Pada kondisi reservoir

^(**) Rasio volume pada tekanan saturasi

F. Eksperimen Laboratorium

Sebelum dilakukan *test* pendesakan fluida dengan injeksi air berkarbonasi pertama-tama dilakukan Pengambilan *sample* pada Lapangan A dari Sumur X. Tujuan kegiatan ini adalah untuk memperoleh percontoh (minyak, gas dan air formasi) yang dianggap paling mewakili terhadap performa sumur X. Sampel diambil pada interval kedalaman: 4183.3-4189.8 *feet*; 4196.4-4203.0 *feet*; 4225.9-4235.8 *feet*; 3845.3-3858.5 *feet*; 3861.7-3868.3 *feet*. Selain itu juga dikumpulkan data penunjang lainnya seperti, tekanan awal reservoir: 1752.6 psig, tekanan reservoir sekarang adalah: 546 psig, dan temperatur reservoir: 192 deg.F.

Setelah itu dari sampel tersebut dilakukan test untuk mengetahui sifat-sifat fluida antara lain: salinitas air formasi, viskositas minyak, sifat minyak untuk bertambah volumenya (*swelling*) jika tersaturasi gas CO₂, tekanan tercampur minimum.

Test pendesakan fluida dilakukan sesuai dengan prosedur menurut Dong, (2011) dan Kechut (2011) pada sampel *Clashack* yang merupakan sampel batupasir homogen dipotong dalam bentuk silinder dengan dimensi panjang 30cm dan diameter: 3.749 cm, sehingga didapatkan *bulk volume*: 331.30 cm³. Kemudian sampel dibersihkan dan dikeringkan dengan oven, selanjutnya disaturasikan dengan 100% air formasi. Setelah itu sampel dimasukkan kedalam *core holder* pada unit *flooding* seperti pada Gambar 1.

Peralatan diatur pada kondisi temperatur reservoir yaitu pada: 192 deg.F. Setelah itu *live oil* dipompa masuk kedalam sampel, hingga sampel berisikan minyak dan air awal (S_{wi}). Kemudian air diinjeksikan dengan *rate*: 20 cc/jam dan tekanan injeksi: 1500 psig hingga tidak ada minyak yang keluar. Jumlah minyak yang diproduksi dicatat dan saturasi minyak yang tertinggal dihitung.

Diambil sampel kedua karena homogen maka sampel ini mempunyai sifat petrofisik yang sama dengan sampel pertama. Dilakukan proses yang sama seperti pada sampel pertama yaitu sampel dibersihkan dan dikeringkan. Kemudian sampel disaturasi dengan 100% air formasi, kemudian dimasukkan pada *core holder* pada *flooding unit* yang diatur pada kondisi reservoir kemudian dimasukkan minyak hingga air tidak keluar lagi. Setelah itu pada kondisi saturasi air awal (S_{wi}) diinjeksikan air berkarbonasi dengan kecepatan alir: 20 cc/jam dan tekanan injeksi: 1500

psig, hingga tidak ada lagi minyak yang keluar. Minyak yang terproduksi diukur volumenya dan kemudian saturasi minyak yang tertinggal dihitung.

III. ANALISA

Hasil *test* laboratorium menunjukkan sifat-sifat karakteristik fluida reservoir antara lain, minyak memiliki spesifik *gravity*: 39.19 API, sedangkan air fomasi memiliki salinitas: 27.805,9 mg/liter total NaCL. Pada eksperimen selanjutnya digunakan *brine* atau air formasi buatan yang memiliki salinitas yang sama dengan air formasi. Sifat minyak jika disaturasi dengan gas CO₂ menunjukkan penambahan volume (*swelling*) sebagai berikut:

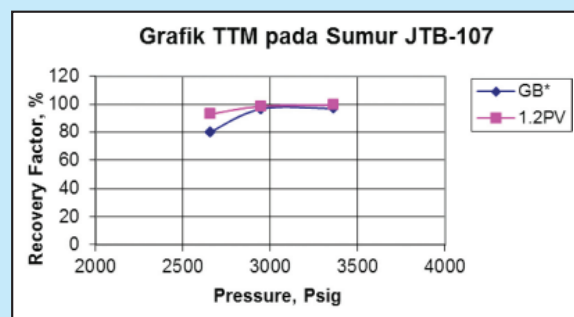
Penentuan Tekanan Tercampur Minimum (TTM) dengan *Slim Tube* dilakukan pada beberapa tekanan yaitu sekitar: 1450 psig, 2660 psig, 2950 psig, dan 3665 psig. Ringkasan hasil percobaan disajikan pada Tabel 3 dan Gambar 2. Dari grafik dapat dilihat bahwa harga TTM tercapai pada tekanan 2800 psig.

Test Pendesakan Fluida dengan Injeksi Berkarbon secara *Secondary Mode*, pertama-tama dilakukan test pendesakan fluida dengan injeksi air. *Test* Pendesakan Fluida dengan Injeksi Air dilakukan pada sampel #1 dari batuan *Clashack*. Mula-mula sampel dibersihkan dari fluida yang terkandung didalamnya kemudian dikeringkan dalam oven. Setelah itu ditimbang dan didapatkan berat kering:

Tabel 3
Hasil *test* tekanan tercampur minimum

Injection Pressure Psig	Recovery Oil	
	GB*	1.2 PV
	%	%
2451.02		
2659.52	80.26	92.95
2947.55	96.61	98.46
3364.98	97.03	99.4

GB : Gas Break Through
1.2 PV : Pada injeksi 1.2 Pore Volume



Gambar 2
Grafik hasil *test* tekanan tercampur minimum

727.29 gram. Sampel kemudian disaturasi dengan *brine* yang telah disiapkan hingga 100%, sampel kemudian ditimbang diperoleh berat basah sebesar: 782.19 gram. Berdasarkan data ini didapatkan harga *Pore Volume*: 54.53cc, dengan demikian didapatkan harga porositas: 16.46%.

Sampel yang sudah disaturasi dengan *brine* kemudian dimasukkan dalam *flooding unit* yang diatur dalam kondisi reservoir yaitu pada *temperature*: 192 der.F dan tekanan: 1700 psi. Setelah itu *live oil* yang berasal dari sumur X di lapangan A diinjeksikan dengan kecepatan alir: 5 cc/menit, *brine* yang terkandung didalam sampel keluar dan ditampung didalam tabung serta diukur volumenya didapatkan harga: 38cc, diasumsikan sama dengan volume minyak yang terkandung didalam sampel, sehingga didapatkan harga Saturasi Minyak awal (S_{oi}): 69.27%. Air yang terkandung didalam sampel adalah sebesar: 16.86cc, dengan demikian harga Saturasi air awal (S_{wc}): 30.73%. Pada percobaan ini juga diukur kecepatan alir minyak yang terproduksi didapatkan harga: 0.067cc/detik, kemudian Permeabilitas air diukur dengan menggunakan persamaan Darcy didapatkan harga: 690 mD.

Kemudian dimulai injeksi air, hingga tidak ada minyak yang terproduksi. Minyak yang terproduksi ditampung didalam tabung untuk diukur volumenya. Jumlah minyak yang diproduksi tercatat sebesar: 15.50 cc, atau setara dengan RF: 40.79 %. Adapun minyak yang tersisa dalam sampel sebesar: 22.50 cc, dengan demikian saturasi minyak sisa (S_{or}) adalah: 41.26 %. Gambar 4 menunjukkan grafik dari ulah injeksi air dan perolehan minyak yang didapatkan. Minyak yang terproduksi diukur kecepatan alir produksinya dan dengan persamaan Darcy diukur permeabilitasnya, didapatkan harga: 265 mD.

Proses selanjutnya dilakukan injeksi air berkarbon. Untuk melakukan proses ini dilakukan tahap persiapan yaitu diambil sampel #2 *Clashack*. Batuan *Clashack* sehingga sampel #2 mempunyai sifat batuan yang sama dengan sampel #1. Mengikuti proses yang sama

dengan injeksi air, sampel dipotong dalam bentuk silinder dengan dimensi panjang: 30 cm dan diameter: 3.76 cm, sehingga didapatkan *bulk volume*: 333.24 cm³. Mula-mula sampel dibersihkan dari fluida yang terkandung didalamnya kemudian dikeringkan dalam oven. Setelah itu ditimbang dan didapatkan berat kering:

730.77 gram. Sampel kemudian disaturasi dengan *brine* yang telah disiapkan hingga 100%, sampel kemudian ditimbang diperoleh berat basah sebesar: 787.38 gram. Berdasarkan data ini didapatkan harga *Pore Volume*: 56.23 cc, dengan demikian didapatkan harga porositas: 16.87%.

Selanjutnya sampel yang sudah disaturasi dengan *brine* kemudian dimasukkan dalam *flooding unit* yang diatur dalam kondisi reservoir yaitu pada *temperature*: 192 der.F dan tekanan: 1700 psi. Setelah itu *live oil* yang berasal dari sumur X di lapangan A diinjeksikan ke dalam sampel, *brine* yang terkandung di dalam sampel keluar dan ditampung didalam tabung serta diukur volumenya didapatkan harga: 35.03cc, diasumsikan sama dengan volume minyak yang terkandung di dalam sampel, sehingga didapatkan harga Saturasi Minyak awal (S_{oi}): 62.30%. Sedangkan air yang terkandung di dalam sampel adalah sebesar: 21.20cc, dengan demikian harga Saturasi air awal (S_{wc}): 37.70%. Pada percobaan ini juga diukur kecepatan alir minyak yang terproduksi didapatkan harga: 0.067 cc/detik, kemudian Permeabilitas air diukur dengan menggunakan persamaan Darcy didapatkan harga: 656 mD.

Tahap selanjutnya adalah tahap injeksi air berkarbon, sampel diinjeksi air berkarbon dengan tekanan injeksi sebesar: 1500 psig, hingga tidak ada minyak yang terproduksi. Minyak yang terproduksi ditampung di dalam tabung untuk diukur volumenya. Jumlah minyak yang diproduksi tercatat sebesar: 16.30cc, atau setara dengan RF: 46.53%. Adapun minyak yang tersisa dalam sampel sebesar: 18.73cc, dengan demikian saturasi minyak sisa (S_{or}) adalah: 33.31%. Minyak yang terproduksi diukur kecepatan alir produksinya dan dengan persamaan Darcy diukur permeabilitas minyak, didapatkan harga: 284 mD. Gambar 3 menunjukkan grafik dari ulah injeksi air dan perolehan minyak yang didapatkan. Sedangkan ringkasan hasil test pendesakan fluida dapat dilihat pada Tabel 4.

Tabel 4
Hasil test pendesakan fluida

No. Sampel	Core	PV (cc)	Soil (cc)	Sor (cc)	Perolehan Minyak (cc)	Soil (%PV)	SOR (%PV)	Faktor Perolehan Minyak (RF) %Soil
Injeksi Air								
1	Clashack	54.53	38	22.5	15.50	69.27	41.26	40.79
Injeksi Air Berkarbon								
2	Clashack	56.23	35.03	18.73	16.30	62.30	33.31	46.53

Keterangan
 PV : Pore Volume
 Soil : Saturasi Minyak Awal
 Sor : Saturasi Minyak Sisa

Sebagai data pembanding, berdasarkan hasil penelitian sebelumnya untuk metoda injeksi CO₂ secara kontinyu dan injeksi gas CO₂ bergantian dengan air (WAG) didapatkan hasil seperti pada Tabel 5.

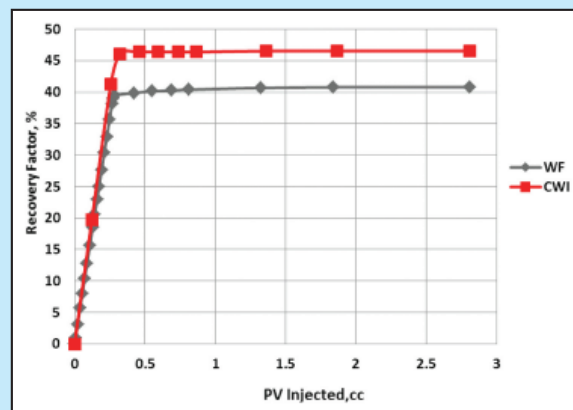
IV. DISKUSI

Berdasarkan data karakteristik sumur didapatkan bahwa reservoir telah mengalami penurunan tekanan yang sangat banyak yaitu dari tekanan semula yaitu: 1752.6 psig menjadi hanya: 546 psig untuk kondisi sekarang. Padahal untuk operasi injeksi CO₂ membutuhkan tekanan yang tinggi. Oleh sebab itu supaya memenuhi syarat untuk operasi injeksi CO₂ maka direncanakan untuk menaikkan tekanan reservoir sehingga mendekati tekanan semula yaitu: 1752.6 psig. Adapun cara yang digunakan adalah dengan menginjeksikan air pada *aquifer* sehingga tekanan reservoir menjadi naik. Dari percobaan tekanan tercampur minimum didapatkan harga: 2800 psig, dengan demikian untuk lapangan A ini apabila akan dilakukan injeksi CO₂ hasil maksimal akan diperoleh jika tekanan injeksi sekitar tekanan tercampur minimum. Dimana terlihat pada injeksi gas CO₂ secara kontinyu penambahan *recovery* sebesar: 12.6% baru terjadi pada tekanan injeksi 1900 psig. Dengan injeksi air berkarbonasi pada tekanan injeksi 1500 psig sudah terjadi penambahan *recovery* sebesar: 6%. Problem yang terjadi pada penelitian ini ketika mau dicoba pada tekanan injeksi yang lebih tinggi, pompa sudah tidak mampu lagi.

Dibandingkan dengan metoda injeksi gas CO₂ secara kontinyu terlihat bahwa adanya air pada metoda injeksi air berkarbon yang bersifat mengontrol mobilitas dari gas CO₂. Pada metoda injeksi gas CO₂ secara kontinyu, gas CO₂ mempunyai viskositas yang tinggi, sedangkan proses *swelling* dari gas CO₂ belum banyak berpengaruh pada viskositas minyak, sehingga gas CO₂ belum dapat menyapu secara optimal. Pada metoda injeksi air berkarbon adanya gas CO₂ didalam air menyebabkan mobilitas fluida pendorong menjadi tidak terlalu tinggi, adanya gas CO₂ juga berfungsi mengurangi viskositas minyak, sehingga dalam tekanan injeksi yang rendah sudah terjadi penambahan perolehan minyak. Walaupun demikian pada tekanan injeksi yang lebih tinggi diestimasikan tidak terdapat perolehan minyak yang sebesar dengan metoda injeksi gas CO₂ secara kontinyu.

Tabel 5
Hasil test pendesakan fluida dengan metoda injeksi CO₂ secara kontinyu dan WAG

No.Sampel	Tekanan Injeksi (psig)	RF dr Inj. Air (PoreVol.)	RF dr Inj. Gas CO ₂ (PoreVol.)
1	1500	41.20	19.22
2	1700	30.95	28.26
3	1900	20.70	33.30
4	3000	28.32	55.28
5	1700 + WAG	41.68	23.20



Gambar 3
Hasil test pendesakan fluida dengan injeksi air berkarbon

Didalam melakukan studi ini ditemukan kendala-kendala yang sifatnya non teknis, oleh sebab itu untuk melengkapi penelitian ini, rekomendasi untuk penelitian selanjutnya adalah:

- Melakukan eksperimen pendesakan fluida dengan injeksi air berkarbon untuk tekanan injeksi yang lebih tinggi seperti: 2000 psia.
- Perlu dibuat simulasi model eksperimen pendesakan fluida dengan injeksi air berkarbon untuk melakukan uji sensitivitas misalnya pengaruh tekanan injeksi, *rate*, viskositas fluida terhadap hasil perolehan minyak. Juga bisa diketahui banyaknya gas CO₂ yang bisa disimpan, yang dikarenakan kendala peralatan tidak bisa diukur dalam eksperimen ini. Dari simulasi model skala laboratorium bisa dilakukan *scale up* untuk simulasi pendesakan fluida skala lapangan.

V. KESIMPULAN

Dari penelitian ini dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

Produksi Minyak Indonesia terus mengalami penurunan, sedangkan penemuan lapangan baru tidak terlalu banyak. Diperlukan penerapan teknologi EOR

terhadap lapangan lapangan tua yang jumlahnya banyak sekali untuk meningkatkan perolehan minyak.

Penggunaan Energi Fosil mengakibatkan peningkatan emisi gas CO₂ diatmosfir yang mengakibatkan perubahan iklim karena efek rumah kaca. Beberapa negara termasuk Indonesia menanda tangani protokol Kyoto yang berkomitmen untuk mengurangi emisi gas CO₂.

Injeksi gas CO₂ menjadi suatu teknologi yang berfungsi untuk menyimpan emisi gas CO₂ di reservoir sekaligus meningkatkan perolehan minyak.

Hasil dari test pendesakan fluida dengan injeksi air berkarbon pada tekanan injeksi 1500 psig didapatkan perolehan minyak (RF) sebesar: 46.53%, lebih tinggi sebesar: 5.74% daripada perolehan minyak dengan injeksi air (RF:40.79%). Adapun saturasi minyak sisa berkurang dari 41.26% dengan injeksi air menjadi: 33.31% dengan injeksi air berkarbon.

Hasil *test* pendesakan fluida dengan injeksi gas CO₂ secara kontinyu maupun WAG, pada tekanan injeksi: 1500 psig belum menampakan hasil penambahan perolehan minyak. Penambahan perolehan minyak baru terjadi pada tekanan injeksi yang tinggi pada tekanan injeksi: 1900 psig, yaitu sebesar: 12.60%. Penambahan perolehan minyak mencapai maksimum pada tekanan injeksi: 3000 psig, yang melebihi tekanan tercampur minimum, dan perolehan minyaknya: 55.28%

Diestimasi pada tekanan injeksi yang tinggi perolehan minyak pada injeksi air berkarbon tidak setinggi perolehan minyak pada injeksi gas CO₂ secara kontinyu.

Dapat disimpulkan bahwa salah satu keunggulan dari metoda injeksi air berkarbon adalah tidak memerlukan tekanan injeksi setinggi injeksi gas CO₂ secara kontinyu atau berselingan air dengan gas CO₂ (WAG). Pencapaian tekanan injeksi yang tinggi memerlukan biaya yang lebih tinggi dan bisa menimbulkan keretakan pada formasi batuan.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih pada pihak-pihak yang telah membantu terlaksananya penelitian ini yaitu: ibu Sunting dan ibu Nurkamelia dari

laboratorium PVT, ibu Rosidelly dan bapak alm. Heru Atmoko dari laboratorium *Core* serta ibu Letty Brioletti dari laboratorium EOR, semua dari PPPTMGB "LEMIGAS".

KEPUSTAKAAN

- Chang, Y.B., Coats, B.K., Nolen, J.S., April, 1998,** "A Compositional Model for CO₂ Floods Including CO₂ Solubility in Water", SPE Reservoir Evaluation & Engineering.
- Dong, Y., Dindoruk, B., Ishizawa, C., Lewis, E., Kubicek, T., 2011,** "An Experimental Investigation of Carbonated Water Flooding", SPE 145380.
- Holm, L.W., Josendal, V.A., Des 1974,** "Mechanism of Oil Displacement by Carbon Dioxide", JPT, hal 1427-36.
- Holm, L.W., & Josendal, V.A., Mei 1980,** "Discussion of Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures", JPT, 870-71
- Indonesia CCS Studi Working Group, November 2009** "Understanding Carbon Capture and Storage Potential in Indonesia", Report.
- Kechut, N.I., Sohrabi, M., Jamiolahmady, M., 2011,** "Experimental and Numerical Evaluation of Carbonated Water Injection (CWI) for Improved Oil Recovery and CO₂ Storage, SPE143005.
- Pradnyana, G., Februari 2014,** "RI Masih Punya Potensi Cadangan Minyak Baru 43.7 M Barrel", SKK Migas-Detik Finance.
- Riazi, M., Sohrabi, M., Jamiolahmady, M., Irland, S., & Brown, C., , 8-11 June 2009,** "Oil Recovery Improvement Using CO₂-Enriched Water Injection", SPE 121170, Proceeding of the 2009 SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Amsterdam, the Netherland.
- Riazi, M., Sohrabi, M., Jamiolahmady, M., Irland, S., & Brown, C., , 2008,** "Carbonated Water Injection (CWI) Studies", 29th Annual Workshop & Symposium, IEA Collaborative Project on Enhanced Oil Recovery.
- Tim Pelaksana Kegiatan DIPA, 2008** "Penelitian Kajian Laboratorium dan Studi Pemodelan Simulasi Injeksi CO₂ Pada Depleted Reservoir Untuk Meningkatkan Perolehan Minyak", Laporan Kegiatan DIPA 2008, PPPTMGB Lemigas.
- Willhite, P.G., Green, D.W., , 2003,** "Enhanced Oil Recovery", SPE Text Book Series vol.6.
- Yellig, W.F. & Metcalfe, R.S., Jan. 1980,** "Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures", JPT, page 160-68.