



## Simulasi Model Jaringan dan Fasilitas Permukaan Injeksi CO<sub>2</sub> Sistem Terpusat pada Lapisan F Lapangan J

Wibowo<sup>1\*</sup>, Yulius Deddy Hermawan<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta  
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condongcatur Yogyakarta

<sup>2</sup>Program Studi Teknik Kimia, Fakultas Teknologi Industri, UPN "Veteran" Yogyakarta  
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condongcatur Yogyakarta

\*E-mail: wibowo\_ms@yahoo.com

### Abstract

*The Study of CO<sub>2</sub> injection to enhance oil recovery through several stages before implementation on the pilot and full scale projects in the field had been done successfully. The final stage of this study has been made by modeling of network and CO<sub>2</sub> injection surface facilities that can be implemented in J Field. The developed model which is run by production simulator gave significant results both on the re-pressurized stage and CO<sub>2</sub> flooding stage. This study showed that the implementation of CO<sub>2</sub> injection could be run well. With the model validation through static and dynamic run, this study also revealed that the network model and surface facilities could work properly.*

**Keywords:** CO<sub>2</sub> injection, enhance oil recovery, network model, surface facilities, simulation

### Pendahuluan

Secara umum, dalam industri migas dikenal metode pengurasan cadangan reservoir yang dibagi dalam beberapa tahap, yaitu :

1. Tahap Primer (*Primary Recovery*), merupakan tahap pengurasan awal setelah penemuan reservoir dimana pengurasan hanya memanfaatkan tenaga alamiah sebagai pendorong fluida reservoir menuju sumur produksi.
2. Tahap Sekunder (*Secondary Recovery*), merupakan tahap pengurasan reservoir dimana tenaga dari luar diintroduksi ke dalam reservoir, pada tahap pengurasan ini tenaga dari luar reservoir yang dimanfaatkan berupa pendorongan oleh air (*water flooding*).
3. Tahap Tersier (*Tertiary Recovery*), seperti pada tahap sekunder, namun tenaga pengurasan yang dimanfaatkan bersifat kimiawi (biasa disebut sebagai *enhanced oil recovery-EOR*).

Injeksi CO<sub>2</sub> merupakan metode pengurasan tahap tersier (EOR) untuk meningkatkan perolehan minyak bumi (*crude oil*). Metode ini memerlukan persiapan matang yang dilakukan melalui beberapa tahap studi sebelum implementasi *pilot project* dan *full scale* di Lapangan dapat dilaksanakan. Tahapan studi yang telah dilakukan meliputi tahap identifikasi sumber CO<sub>2</sub>, tahap *screening criteria* dan uji laboratorium, serta tahap studi simulasi reservoir yang menunjukkan bahwa Lapisan F pada Lapangan J memenuhi syarat untuk dilakukan injeksi CO<sub>2</sub> (Kristanto dkk., 2012). Tahap akhir sebelum pelaksanaan injeksi CO<sub>2</sub>, adalah melakukan perancangan model dan simulasi jaringan dan fasilitas permukaan injeksi CO<sub>2</sub> untuk memastikan pelaksanaan injeksi CO<sub>2</sub> dapat berjalan sesuai rencana.

Lapisan F pada Lapangan J memiliki cadangan mula (OOIP) sebesar 55,24 MMSTB ekuivalen dengan kumulatif produksi sebesar 12,573 MMSTB (Recovery Faktor 22,76 %) yang diproduksi menggunakan metode peningkatan produksi pendesakan air (*water flooding*) dari 10 (sepuluh) sumur produksi dan 2 (dua) sumur injeksi air dengan total produksi sebesar 462 stb/d dengan water cut 49%. Hasil simulasi reservoir menginformasikan bahwa untuk peningkatan produksi menggunakan metode injeksi CO<sub>2</sub> memerlukan tambahan 10 sumur injeksi CO<sub>2</sub> memanfaatkan sumur-sumur *suspended* (Kristanto dkk., 2012).

Untuk mempercepat pelaksanaan perancangan model jaringan dan fasilitas permukaan, dan pengamatan kinerja injeksi CO<sub>2</sub>, dilakukan menggunakan bantuan simulator produksi yang telah terbukti dan umum digunakan di lingkungan industri migas. Dari hasil pemodelan dan simulasi ini diharapkan diperoleh informasi tentang kemampuan peralatan pada perancangan jaringan dan fasilitas permukaan injeksi CO<sub>2</sub>, yang dicerminkan sebagai kinerja injeksi CO<sub>2</sub>.



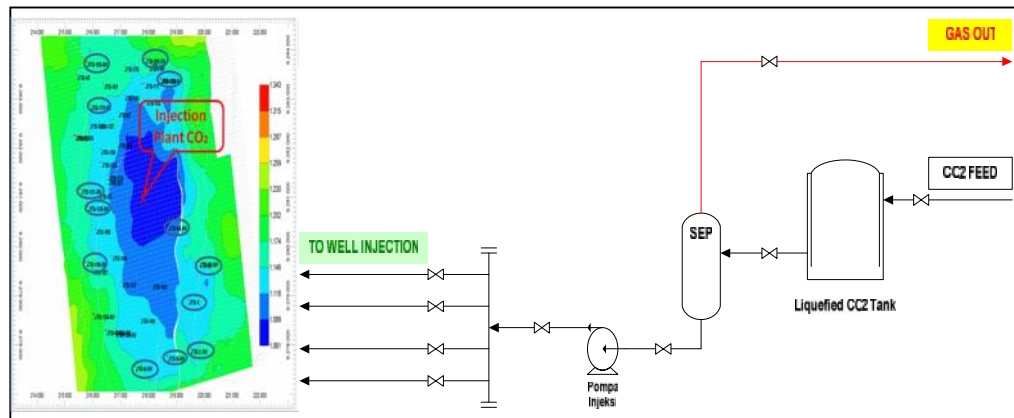
## Metodologi

Untuk mengetahui fasilitas permukaan yang diperlukan maka perlu dilakukan perancangan model fasilitas injeksi CO<sub>2</sub> (*injection plant*) yang terdiri dari jaringan pipa dan fasilitas permukaan menggunakan simulator produksi yang terdiri dari perancangan tangki penyimpanan CO<sub>2</sub> cair, perancangan jaringan pipa di dalam dan di luar area fasilitas injeksi CO<sub>2</sub> dari *injection plant* ke sumur injeksi yang meliputi kebutuhan panjang, diameter, jenis dan grade pipa; perancangan bejana pemisah (*separator/scrubber*) yang meliputi tekanan kerja, volume dan dimensi bejana; dan perancangan pompa injeksi (*transfer pump*) yang berupa besarnya tenaga (hp) yang diperlukan.

Pada proses injeksi CO<sub>2</sub> agar mendapatkan peningkatan perolehan pada tahap lanjut (EOR), dilaksanakan melalui 2 (dua) tahap yaitu Tahap *Re-pressurized* dan Tahap Pendesakan. Tahap *Re-pressurized* bertujuan agar kondisi tekanan reservoir yang selama ini telah turun menjadi 410 psi dapat dikembalikan pada kondisi tekanan reservoir awal yaitu sebesar 1750 psi, sedangkan Tahap Pendesakan bertujuan agar cadangan tersisa (*remaining reserve*) yang diperkirakan sebesar 16,57 MMSTB (Kristanto dkk., 2012) dapat didesak menuju sumur-sumur produksi yang ada melalui proses pendesakan *immiscible* antara *liquefied* CO<sub>2</sub> terhadap fluida reservoir.

## Perancangan Peralatan

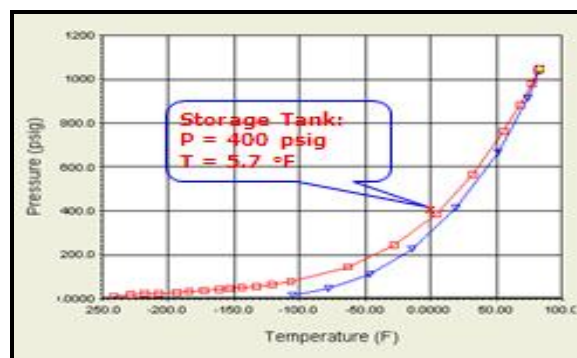
**Gambar 1** merupakan gambaran skema model perancangan jaringan dan fasilitas injeksi CO<sub>2</sub>, dimana *injection plant* ditempatkan di tengah area sumur injeksi, yang kondisi lapangannya dapat dilihat pada sisi kiri **Gambar 1** tersebut.



**Gambar 1.** Skema Perancangan Model Jaringan dan Fasilitas Permukaan Injeksi CO<sub>2</sub>

## Perancangan Tanki Penyimpan CO<sub>2</sub> Cair

Secara umum penyimpanan CO<sub>2</sub> dapat dilakukan dalam fasa gas, cair, dan padat. Pemilihan model penyimpanan sangat dipengaruhi oleh kondisi operasi yang diperlukan pada penggunaan CO<sub>2</sub> lebih lanjut. Pada studi sebelumnya, perancangan tanki penyimpan telah dilakukan berdasarkan optimasi pemisahan CO<sub>2</sub> yang berasal dari gas produksi Lapangan J dan Lapangan sekitarnya, menggunakan proses distilasi *cryogenic* (Hermawan dkk., 2012).



**Gambar 2.** Diagram Fasa Hubungan Temperatur dan Tekanan Produk CO<sub>2</sub>

Memperhatikan sifat kelakuan fasa CO<sub>2</sub> yang ditunjukkan dalam **Gambar 2**, maka penyimpanan dalam fasa cair hanya dapat dilakukan pada kondisi di bawah titik kritisnya yaitu  $P_c = 1050$  psig dan  $T_c = 78$  °F. Dengan

mempertimbangkan kondisi CO<sub>2</sub> di Lapangan J untuk perancangan tangki penyimpanan diambil waktu tinggal selama 4 jam. Pengambilan waktu tinggal ini dengan asumsi tangki ini bukan semata-mata sebagai tangki penyimpanan, namun difungsikan sebagai akumulator dengan harapan dapat menstabilkan kerja pompa injeksi yang akan mentransfer CO<sub>2</sub> ke reservoir sebagai fluida pendesak untuk meningkatkan perolehan hidrokarbon.

Atas pertimbangan kondisi CO<sub>2</sub> di Lapangan J sudah dalam fasa cair dan mempunyai tekanan sekitar 400 psig dengan suhu sekitar 5,7 °F, sehingga dipilih perancangan tangki silinder horizontal yang mampu menahan tekanan 400 psig. Dimensi tanki yang diperlukan, dihitung agar mampu menyimpan CO<sub>2</sub> dengan laju alir total antara 44 sampai 46 MMSCFD. Dengan menggunakan waktu tinggal selama 4 jam dan debit CO<sub>2</sub> yang akan disimpan maka hasilnya dapat dilihat pada **Tabel 1**.

**Tabel 1.** Dimensi Tangki Penyimpan CO<sub>2</sub>

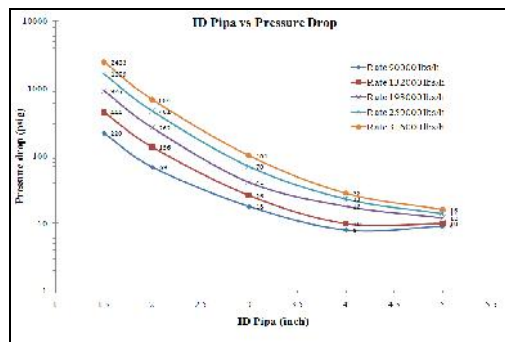
Process	Distilasi Cryogenic
Stream name	CO <sub>2</sub>
Vapor fraction	0
Temperature (F)	5,7
Pressure (psig)	400
Molar flow (lbmole/hour)	4793,9
Mass flow (lb/hour)	207280,1
Density (lb/cuft)	60,2
Volume rate (cuft/hour)	3444,3
Res. Time (hour)	4
Liq. Volume(cuft)	13777,1
Safety factor	0,2
Tank Volume (cuft)	16532,5
Tank Volume (cum)	468,1
L/D	2,7
Tank Diameter (m)	6,1
Tank Length (m)	16,2

### Perancangan Pipa

Terdapat 2 (dua) jenis pipa yaitu pipa di dalam area *injection plant* yang biasa disebut *pipeline* yang relatif berdiameter besar karena harus mentransfer laju CO<sub>2</sub> lebih besar dan pipa diluar area *injection plant* yang biasa disebut *flowline* berdiameter relatif lebih kecil karena mentransfer CO<sub>2</sub> dengan laju alir lebih kecil dari *injection plant* ke setiap sumur injeksi.

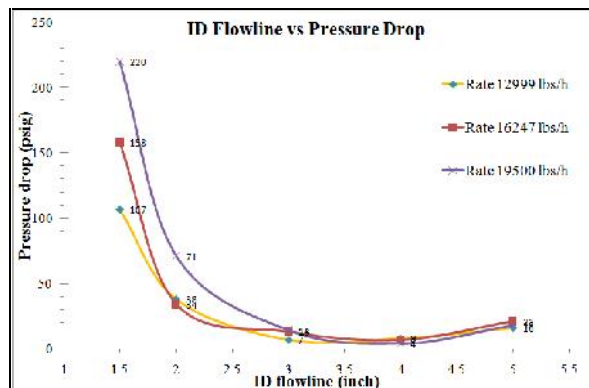
*Flowline* dan *pipeline* dirancang untuk dapat menyalurkan fluida injeksi tetap dalam fasa cair. Pemilihan *flowline* dan *pipeline* didasarkan pada diameter pipa yang paling optimum untuk mengurangi perubahan tekanan yang terlalu besar tetapi tetap dapat mengkondisikan fluida injeksi CO<sub>2</sub> dalam fasa cair.

Untuk pipa di dalam area *injection plant*, perancangan didasarkan pada kebutuhan transfer laju alir CO<sub>2</sub> dari tanki penyimpan menuju bejana pemisah (separator/scrubber), kemudian dari pompa menuju header, seperti digambarkan pada **Gambar 3**. Dari **Gambar 3** tersebut terlihat bahwa kebutuhan pipa yang direkomendasikan adalah pada selang diameter antara 3,00 inci hingga 5,00 inci.



**Gambar 3.** Hubungan *Pressure Drop* Terhadap Diameter *Pipeline* di Dalam Area *Injection Plant* Sebagai Fungsi Laju Alir

Untuk mentransfer CO<sub>2</sub> dari *injection plant* ke setiap sumur injeksi, diperlukan *flowline* dengan diameter tertentu yang dapat menampung laju injeksi dan tekanan kepala sumur yang diperlukan di setiap sumur dan dapat tetap menjaga kondisi CO<sub>2</sub> tetap dalam fasa cair. Oleh karena itu, pemilihan *flowline* didasarkan pada diameter yang optimum sebagai fungsi kehilangan tekanan minimum pada laju alir CO<sub>2</sub> yang diperlukan. **Gambar 4** memperlihatkan hasil optimasi perancangan pipa untuk *flowline*, dimana hasil optimum berada pada selang antara 2,00 inci sampai dengan 3,50 inci.



**Gambar 4.** Hubungan *Pressure Drop* Terhadap Diameter *Flowline* di Dalam Area *Injection Plant* Sebagai Fungsi Laju Alir

**Tabel 2.** Dimensi Bejana Pemisah

Tipe	I	II	III
Jenis	Vertikal	Vertikal	Vertikal
Mass Rate (lbs/h)	316000	316000	316000
P operasi (psig)	300	300	300
T operasi (F)	5	5	5
Retention (s)	600	300	30
Diameter (m)	3,8	2,28	<b>1,98</b>
Tinggi (m)	13	8	<b>6,93</b>
Volume (m <sup>3</sup> )	147,5	32,8	21,4

### Perancangan Bejana Pemisah

Bejana pemisah diperlukan untuk memastikan agar CO<sub>2</sub> yang masuk ke dalam pompa adalah CO<sub>2</sub> cair, sehingga efisiensi pompa dapat dijaga tetap tinggi. Seperti halnya pada perancangan tanki penyimpanan, perancangan volume dan dimensi bejana pemisah (separator/scrubber) dipengaruhi oleh besarnya laju alir dan waktu tinggal.

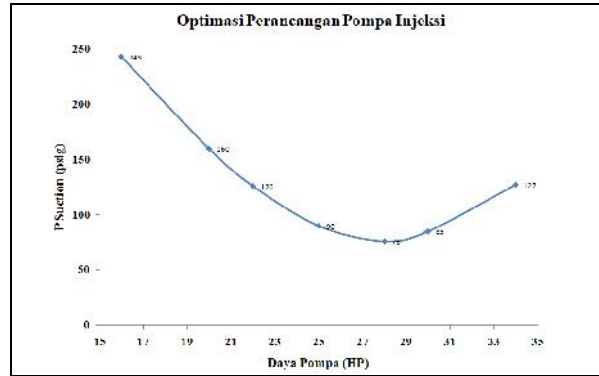
Mengingat laju alir CO<sub>2</sub> yang akan dialirkan dari tanki penimbun menuju separator adalah sebesar 316.000 lbs/jam, dengan memvariasikan waktu tinggal, dapat diketahui volume dan dimensi bejana pemisah, seperti diilustrasikan pada **Tabel 2**.

**Tabel 2** memperlihatkan bahwa waktu tinggal yang cukup realistis adalah selama 30 detik sesuai prinsip proses *differential liberation* pada bejana pemisah sehingga diperlukan bejana pemisah dengan volume 21,4 m<sup>3</sup> dengan diameter 1,98 m tinggi 6,93 m.

### Perancangan Pompa Injeksi

Penggunaan pompa dimaksudkan untuk mengalirkan fluida injeksi keluaran dari separator menuju sumur-sumur injeksi. Beragamnya jarak sumur-sumur injeksi ke stasiun injeksi menjadi tolak ukur untuk perancangan tekanan keluar dari pompa injeksi, sehingga nantinya fluida injeksi dapat didistribusikan secara optimal. Pengaruh *suction pressure* terhadap besar daya pompa yang diperlukan untuk mencapai *discharge pressure* yang diinginkan dapat dilihat pada **Gambar 5**.

Batasan dari pemilihan pompa injeksi ini terletak pada tekanan *discharge* pompa yang dapat menyalurkan CO<sub>2</sub> hingga kepala sumur sesuai besarnya tekanan kepala sumur injeksi yang di perlukan pada proses injeksi.

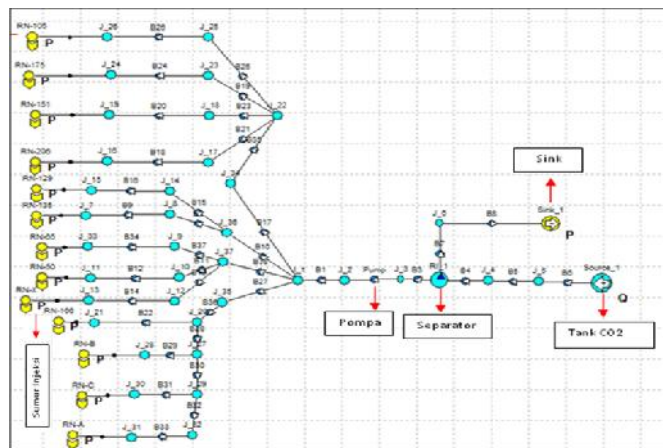


Gambar 5. Kurva Optimasi Perancangan Power Pompa Injeksi

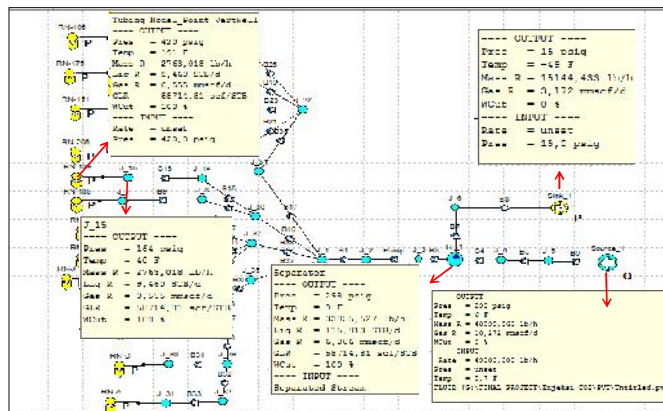
### Pemodelan Simulasi Jaringan dan Fasilitas Permukaan

Hasil simulasi reservoir yang telah dilakukan menginformasikan bahwa, diperlukan proses *re-pressurized* untuk mencapai tekanan reservoir sebesar 1750 psi selama 3 tahun dengan target injeksi CO<sub>2</sub> maksimum sebesar 1,20 Pore Volume atau setara dengan total injeksi CO<sub>2</sub> cair sebesar 1250 STB/D (Kristanto dkk., 2012). Selanjutnya, proses injeksi CO<sub>2</sub> dimaksudkan untuk melakukan pendesakan fluida reservoir oleh CO<sub>2</sub>.

Untuk mencapai target agar hasil simulasi reservoir dapat diimplementasikan maka pelaksanaan simulasi injeksi CO<sub>2</sub> untuk model jaringan dan fasilitas permukaan harus diuji menggunakan dua cara, yaitu melalui *static run* dan *dynamic run* dengan beberapa Tahapan injeksi agar target dapat dicapai.

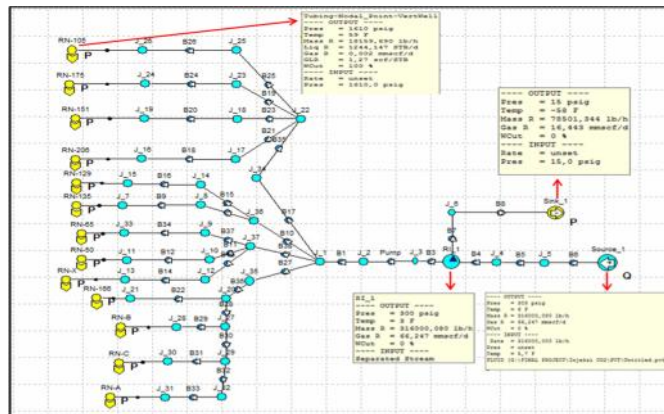


Gambar 6. Model Jaringan Dan Fasilitas Permukaan Injeksi CO<sub>2</sub>



Gambar 7. Hasil *Static Run* Tahapan Awal Model Jaringan Dan Fasilitas Permukaan Injeksi CO<sub>2</sub>





**Gambar 8.** Hasil *Static Run* Tahapan Akhir Model Jaringan Dan Fasilitas Permukaan Injeksi CO<sub>2</sub>

**Tabel 3.** Rincian *Flowline*

NO	Sumur Injeksi	NPS (inci)	ID (inci)	Panjang (meter)	Wall Thickness (inci)
1	RN-A	2	1,939	2000	0,218
2	RN-B	2	1,939	1850	0,218
3	RN-C	2	1,939	1950	0,218
4	RN-X	2	1,939	1400	0,218
5	RN-50	2	1,939	1100	0,218
6	RN-65	2	1,939	600	0,218
7	RN-105	2	1,939	2450	0,218
8	RN-129	2	1,939	1400	0,218
9	RN-135	2	1,939	1900	0,218
10	RN-151	2	1,939	1800	0,218
11	RN-166	2	1,939	1800	0,218
12	RN-175	2	1,939	1950	0,218
13	RN-206	2	1,939	1800	0,218

Berdasarkan skema model dan perancangan peralatan yang telah dibuat, maka diperlukan perancangan untuk total sistem agar mendapatkan model yang sesuai kebutuhan sesuai hasil simulasi reservoir yang telah dibuat. Pemodelan dilakukan menggunakan simulator produksi, seperti diilustrasikan pada **Gambar 6**. Sedangkan hasil *static run* dapat dilihat pada **Gambar 7** dan **Gambar 8**.

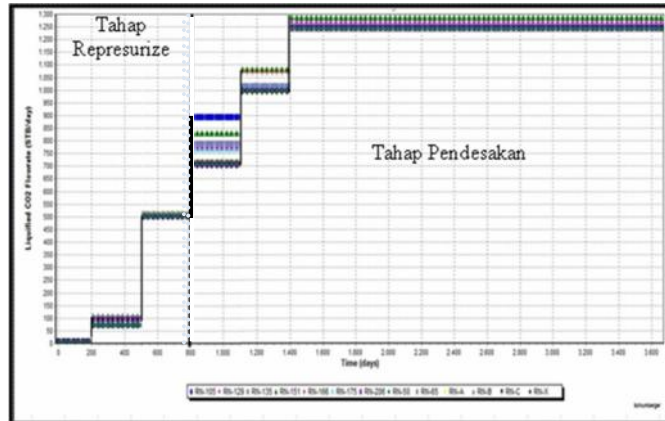
Dari beberapa kali *static run* simulasi, pada akhirnya didapatkan model jaringan dan fasilitas permukaan injeksi CO<sub>2</sub> yang paling optimal seperti terlihat pada **Gambar 7** sebagai Tahapan awal injeksi CO<sub>2</sub> dan **Gambar 8** yang merupakan Tahapan akhir injeksi CO<sub>2</sub>, dengan rincian kebutuhan alat sebagai berikut :

1. Diperlukan 2 (dua) buah tanki penyimpanan CO<sub>2</sub> masing-masing dengan diameter 6,10 m panjang atau tinggi 16, 20 m untuk dapat memasok CO<sub>2</sub> cair dengan laju sebesar 316.000 lbs/jam (maksimum rate).
2. Diperlukan 1 (satu) buah separator dengan volume 21,38 m<sup>3</sup>, berdiameter 1,981 m tinggi 6,934 m dengan tekanan kerja 300 psig.
3. Diperlukan *pipeline* dengan diameter 3-4 inci untuk instalasi di dalam *injection plant* dan *flowline* berdiameter 2 inci dengan rincian seperti ditunjukkan pada **Tabel 3**.
4. Diperlukan pompa injeksi dengan daya 22 hp. Penggunaan daya pompa lebih kecil dari nilai optimum sebesar 28 hp dikarenakan adanya batasan besarnya tekanan kepala sumur maksimum sebesar 295 psig pada laju injeksi CO<sub>2</sub> sebesar 10 stb/d, sedangkan dengan daya 22 hp masih mampu mentransfer CO<sub>2</sub> cair pada laju injeksi sebesar 1300 stb/d dengan tekanan kepala sumur 200 psig untuk menghasilkan tekanan reservoir sebesar 1750 psig (target re-pressurized), sedangkan penggunaan daya 28 hp justru akan melebihi target tekanan reservoir.

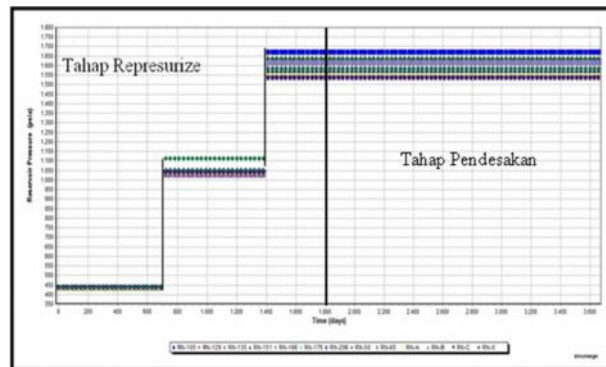
### Kinerja Model Jaringan dan Fasilitas Permukaan

*Static run* dari model jaringan dan fasilitas permukaan injeksi CO<sub>2</sub> membuktikan bahwa model simulasi dapat berjalan sesuai target yang diinginkan. Namun untuk membuktikan bahwa model jaringan dan fasilitas permukaan injeksi CO<sub>2</sub> dapat memberikan kinerja secara utuh untuk tahap *re-pressurized* dan tahap pendesakan maka uji secara

dinamis harus dilakukan. Hasil simulasi secara *dynamic run* untuk tahap *re-pressurized* dan pendesakan dapat dilihat pada **Gambar 9** dan **Gambar 10**.



**Gambar 9.** Hubungan Laju Alir Injeksi CO<sub>2</sub> vs Waktu  
Sebagai Hasil *Dynamic Run* Tahap Re-pressurized dan Pendesakan Injeksi CO<sub>2</sub>



**Gambar 10.** Hubungan Tekanan Reservoir vs Waktu  
Sebagai Hasil *Dynamic Run* Tahap Re-pressurized dan Pendesakan Injeksi CO<sub>2</sub>

## Kesimpulan dan Rekomendasi

### Kesimpulan

1. Diperlukan 2 (dua) buah tanki penyimpan CO<sub>2</sub> masing-masing dengan diameter 6,10 m panjang atau tinggi 16, 20 m untuk dapat memasok CO<sub>2</sub> cair dengan laju sebesar 316.000 lbs/jam (maksimum rate).
2. Diperlukan 1 (satu) buah separator dengan volume 21,38 m<sup>3</sup>, berdiameter 1,98 m tinggi 6,93 m dengan tekanan kerja 300 psig.
3. Diperlukan *pipeline* dengan diameter 3-4 inci untuk instalasi di dalam injection plant dan *flowline* berdiameter 2 inci sepanjang 22.000 meter.
4. Diperlukan pompa injeksi dengan daya 22 hp.
5. Pemodelan Jaringan dan Fasilitas Permukaan injeksi CO<sub>2</sub> untuk Lapisan F pada Lapangan J baik secara *static run* maupun *dynamic run* telah memberikan hasil sesuai target.

### Rekomendasi

1. Mengingat pelaksanaan injeksi CO<sub>2</sub> cair memerlukan temperatur yang cukup rendah, maka perlu dilakukan studi lebih lanjut mengenai teknik insulasi untuk dapat menjaga temperature operasi lapangan tetap rendah.
2. Mengingat CO<sub>2</sub> dapat memicu terjadinya korosi bila terdapat air, maka perlu dilakukan studi lanjut mengenai material pipa dan peralatan operasi lain untuk implementasi lapangan agar korosi dapat dihindari.
3. Perlu dilakukan studi penggunaan CO<sub>2</sub> gas untuk injeksi reservoir dalam rangka peningkatan perolehan migas (EOR)



### Daftar Pustaka

- Green.W.D. dan Willhite. Paul G., 2003, *Enhanced Oil Recovery*, Chemical and Petroleum Engineering University of Kansas.
- Kristanto, D., 1998, *Injeksi Air*, Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran", Yogyakarta.
- Kristanto, D., dkk., 2012, Penyusunan Plan of Further Development Full Scale CO<sub>2</sub>, LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta
- Lake, L.W., 1989, *Enhanced Oil Recovery*, Englewood Cliffs, Prentice Hall, New Jersey.
- Latil, Marcel, 1980, *Enhanced Oil Recovery*, Graham Trotman Ltd, London.
- Thakur, C.G., Satter, A., 1998, *Integrated Waterflood Asset Management*, PennWell Publishing Company., Tulsa, Oklahoma,
- Hermawan, Y. D., dkk., 2012, Preliminary Feasibility Studi Untuk Penerapan CO<sub>2</sub> Flooding, LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta

