

SIMULASI MODEL JARINGAN DAN FASILITAS PERMUKAAN INJEKSI CO₂ DENGAN INJECTION PLANT TERSEBAR

WIBOWO*, Djoko ASKEYANTO, Lutvy JUNIARDI, Rhindani Jaya WARDHANI
Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN “Veteran” Yogyakarta
Jl. SWK 104 Condongcatur Yogyakarta 55285
*e-mail : wibowo_ms@yahoo.com

Abstrak

Studi injeksi CO₂ untuk meningkatkan perolehan minyak bumi (*crude oil*) dilakukan melalui beberapa tahap sebelum dapat diimplementasikan pada *pilot project* maupun *full scale* di Lapangan, tahap akhir dari rangkaian studi pemanfaatan CO₂ untuk meningkatkan perolehan minyak bumi telah dilakukan dengan jalan pemodelan jaringan dengan beberapa fasilitas permukaan untuk injeksi CO₂ secara tersebar agar dapat dioperasikan di Lapangan. Pemilihan pemodelan dengan memanfaatkan perangkat lunak simulasi produksi memberikan hasil yang cukup signifikan baik pada tahap *re-pressurized* maupun tahap pendesakan yang menunjukkan bahwa operasi injeksi CO₂ dapat berjalan baik. Dengan Tahapan proses uji validasi model melalui *static run* maupun *dynamic run* telah membuktikan model jaringan dan fasilitas permukaan dapat berjalan dengan semestinya. Hasil studi ini merupakan kelanjutan dari studi sebelumnya dengan sistem *injection plant* terpusat.

Kata kunci: CO₂ injection plant, enhance oil recovery, network model, surface facilities, simulator

Pendahuluan

Injeksi CO₂ (*CO₂ Flooding*) adalah salah satu metode EOR dengan cara menginjeksikan CO₂ ke dalam reservoir untuk mendapatkan peningkatan perolehan minyak secara tertiary setelah dilakukan injeksi air (*water flooding*). Metode ini memerlukan persiapan matang melalui beberapa tahap studi sebelum implementasi *pilot project* dan *full scale* di Lapangan dapat dilaksanakan. Tahapan studi yang telah dilakukan meliputi tahap identifikasi sumber CO₂, tahap *screening criteria* dan uji laboratorium, serta tahap studi simulasi reservoir yang menunjukkan bahwa injeksi CO₂ dapat diterapkan di Lapangan (Kristanto dkk., 2012). Untuk implementasi hasil studi simulasi reservoir secara *full scale* diperlukan simulasi produksi dalam perancangan *network* dan *surface facilities* injeksi CO₂ dengan tahapan:

1. Tahap *repressurize* adalah upaya untuk meningkatkan tekanan reservoir dari 410 psi (*existing reservoir pressure*) hingga 1750 psi (*initial reservoir pressure-target*).
2. Tahap pendesakan ialah tahap lanjut dari tahap *repressurize*, dimana tekanan reservoir yang telah dicapai digunakan untuk meningkatkan perolehan minyak.

Pekerjaan *repressurize* bertujuan untuk meningkatkan tekanan reservoir yang sudah mengalami penurunan untuk ditingkatkan hingga tercapai tekanan reservoir awal sesuai *screening criteria* untuk injeksi CO₂. Untuk mengetahui *surface facilities* yang diperlukan pada perancangan injeksi CO₂, perlu dilakukan pemodelan jaringan (*network*) dan fasilitas permukaan dengan simulator produksi. Tahap akhir sebelum pelaksanaan injeksi CO₂, adalah melakukan perancangan model dan simulasi jaringan dan fasilitas permukaan injeksi CO₂ untuk memastikan pelaksanaan injeksi CO₂ dapat berjalan sesuai rencana.

Validasi model untuk aplikasi hasil simulasi dilakukan menggunakan data dari Lapangan “J” yang memiliki 10 sumur produksi dan beberapa sumur injeksi *water flood*. Dari hasil simulasi reservoir yang telah dilakukan diketahui mekanisme pendorong reservoir pada Lapangan “J” tersebut adalah *solution gas drive* dengan *Recovery Factor* sebesar 17,61% sehingga memungkinkan dilakukan injeksi *liquefied CO₂* untuk meningkatkan perolehan minyak.

Metodologi

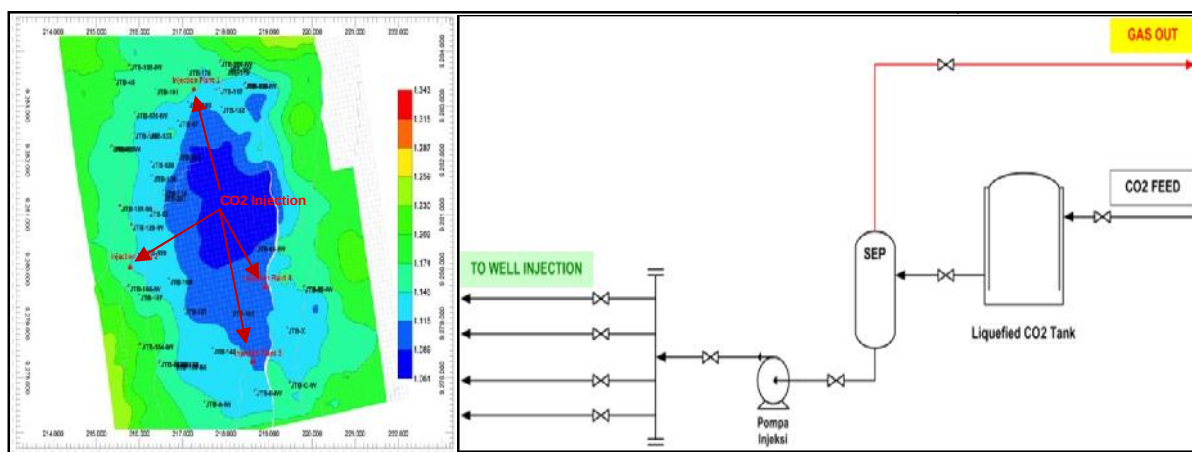
Untuk melakukan perancangan model injeksi CO₂, perlu didukung data-data Lapisan, data sumur, data PVT fluida reservoir dan CO₂ sebagai dasar *setting injection plant* dan parameter yang mempengaruhi kondisi *existing* sumur. Data tersebut digunakan untuk analisa sumuran, analisa jaringan dan proses dengan pembuatan tahapan model injeksi CO₂, dengan menggunakan simulator produksi. Terdapat dua skenario dalam perancangan model *network* dan *surface facilities* injeksi CO₂, yaitu:

1. *Central scenario* yaitu penggunaan satu *injection plant* yang diletakan ditengah lapangan untuk menyalurkan CO₂ keseluruh sumur injeksi, dengan pertimbangan *flowline* yang diperlukan sangat panjang dan dapat menimbulkan pressure drop yang tinggi.
2. *Distributed scenario* yaitu penggunaan beberapa *injection plant* yang diletakan didekat sumur injeksi dengan mempertimbangkan jarak *injection plant* ke sumur injeksi yang terdekat.

Dalam studi menggunakan *distributed scenario* didasarkan pada luasan daerah dan sebaran sumur, dimana pada setiap *injection plant* terdiri dari tangki penimbun fluida CO₂, dan fasilitas lain untuk menyalurkan CO₂ keseluruh sumur injeksi yang digunakan baik pada tahap *represurize* maupun pendesakan.

Dalam perancangan *network* dan *surface facilities* injeksi CO₂ ini dilakukan penggantian fluida injeksi dari air menjadi *liquefied* CO₂ dengan penambahan 11 sumur injeksi. Fluida injeksi pada perancangan *network* dan *surface facilities* injeksi CO₂ ini berupa fasa cair dengan menggunakan mekanisme injeksi secara tak tercampur (*immiscible*) untuk meningkatkan tenaga pendorong di dalam reservoir yang turun disebabkan oleh ulah produksi. CO₂ dalam bentuk *liquefied* digunakan pada perancangan *network* dan *surface facilities* karena sifat fisiknya yang hampir menyerupai air yang diharapkan akan optimum digunakan dalam tahap *represurize*. Aplikasi *distributed scenario* pada Lapangan “J”, menggunakan empat *injection plant* yang ditempatkan berdasarkan letak masing-masing kelompok sumur injeksi.

Hasil Perancangan Model dan Peralatan

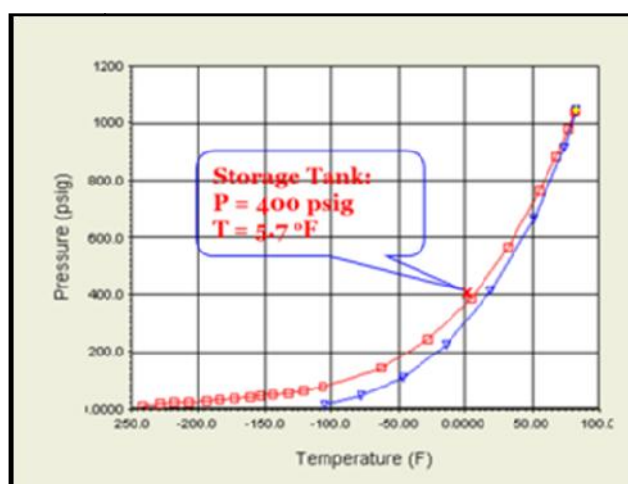


Gambar 1. Penempatan dan Skema Model Injection Plant.

Gambar 1 merupakan penempatan *injection plant* dan model fasilitas permukaan dimana *injection plant* dapat menjangkau sumur injeksi terdekat. Perancangan fasilitas permukaan injeksi CO₂ menghubungkan antara tangki CO₂ dipermukaan dengan formasi yang terdiri dari tangki pengumpul CO₂, separator, pompa injeksi dan pipa penyalur fluida.

• Perancangan Tangki Penyimpan CO₂ Cair

Secara umum penyimpanan CO₂ dapat dilakukan dalam fasa gas, cair, dan padat. Tangki digunakan sebagai tempat penampung CO₂ sebelum diinjeksikan ke sumur injeksi. Dari hasil simulasi yang telah dilakukan, tangki penampungan CO₂ didesain berada pada suhu 5,7 F agar fluida injeksi tetap pada fasa cair dimana proses pemisahan fluida CO₂ dilakukan dengan distilasi *cryogenic* (Hermawan dkk., 2012). Spesifikasi tangki hasil simulasi dapat dilihat pada **Tabel 1**.



Gambar 2. Diagram Fasa Hubungan Temperatur dan Tekanan Produk CO₂

Tabel 1.
Dimensi Tangki Penyimpan CO₂

Process	Distilasi Cryogenic
Stream name	CO ₂
Vapor fraction	0
Temperatur (F)	5,7
Pressure (psig)	400
Molar flow (lb mole/hour)	2846,5
Mass flow (lb/hour)	125000
Density (lb/cuft)	46,2
Volume rate (cuft/hour)	2111,6
Retention time (hour)	4
Safety factor	0,2
Tank volume (cuft)	75421,6
L/D	2,5
Tank Diameter (m)	5
Tank Length (m)	2,5

Memperhatikan sifat kelakuan fasa CO₂ yang ditunjukkan dalam **Gambar 2**, maka penyimpanan dalam fasa cair hanya dapat dilakukan pada kondisi di bawah titik kritisnya yang memiliki Tekanan dan temperatur kritis $P_c = 1050$ psig dan $T_c = 78$ °F. Dengan mempertimbangkan kondisi CO₂ di Lapangan 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 CO₂ ke reservoir sebagai fluida pendesak untuk meningkatkan perolehan hidrokarbon. Dengan asumsi kondisi fluida CO₂ di Lapangan dalam fasa cair dan mempunyai tekanan sekitar 400 psig dengan suhu sekitar 5,7 °F, maka dipilih perancangan tangki silinder horizontal yang mampu menahan tekanan 400 psig. Dimensi tanki yang diperlukan, dihitung agar mampu menyimpan CO₂ dengan laju alir total antara 44 sampai 46 MMSCFD. Dengan menggunakan waktu tinggal selama 4 jam dan debit CO₂ yang akan disimpan, hasilnya dapat dilihat pada **Tabel 1**.

• Perancangan Bejana Pemisah

Bejana pemisah pada perancangan *network* dan *surface facilities* injeksi CO₂ digunakan untuk mendapatkan CO₂ cair dan membebaskan fasa gas (berfungsi seperti *scrubber*) agar fluida yang masuk kedalam pompa bebas dari gas CO₂. 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 CO₂ yang akan dialirkan dari tanki penyimpanan menuju separator sebesar 125.000 lbs/jam, dengan memvariasikan waktu tinggal, dapat diketahui volume dan dimensi bejana pemisah, seperti diilustrasikan pada **Tabel 2**. Pemilihan bejana pemisah sangat dipengaruhi oleh *retention time* sebagai fungsi dari dimensi separator. **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 3,304 m³ dengan diameter 0,914 m tinggi 5,029 m.

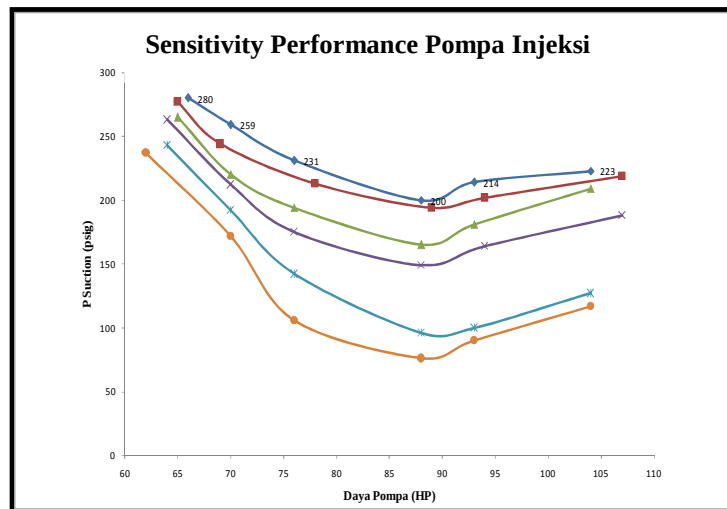
Tabel 2. Spesifikasi Bejana Pemisah

Tipe	I	II	III
Jenis	Vertikal	Vertikal	Vertikal
Mass Rate (lbs/h)	125000	125000	125000
P operasi (psig)	330	330	330
T operasi (F)	7	7	7
Retention (s)	600	300	30
Diameter (m)	1,372	1,067	0,914
Tinggi (m)	7,544	5,867	5,029
Volume (m³)	11,158	5,248	3,304

• Perancangan Pompa Injeksi

Penggunaan pompa dimaksudkan untuk mengalirkan fluida injeksi dari separator menuju sumur-sumur injeksi. Beragamnya jarak sumur-sumur injeksi terhadap stasiun injeksi menjadi tolok 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 3**.

Batasan dari pemilihan pompa injeksi ini terletak pada tekanan *discharge* pompa yang dapat menyalurkan CO₂ hingga kepala sumur, sesuai besarnya tekanan kepala sumur injeksi yang di perlukan untuk proses injeksi.



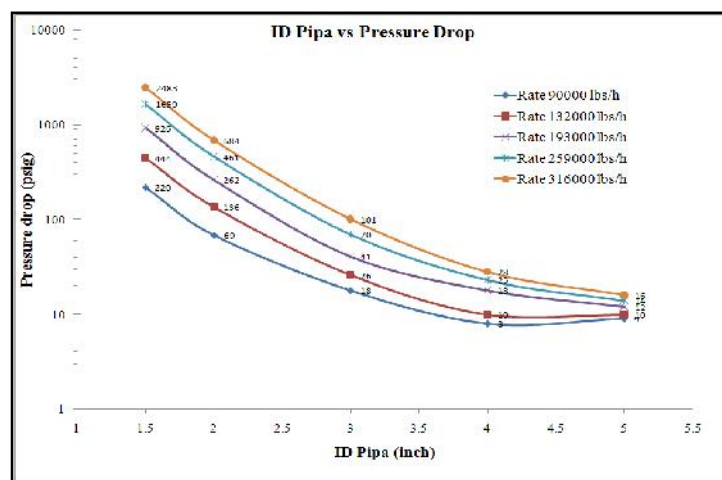
Gambar 3. Kurva Sensitivity Pompa Injeksi

• Perancangan Pipa

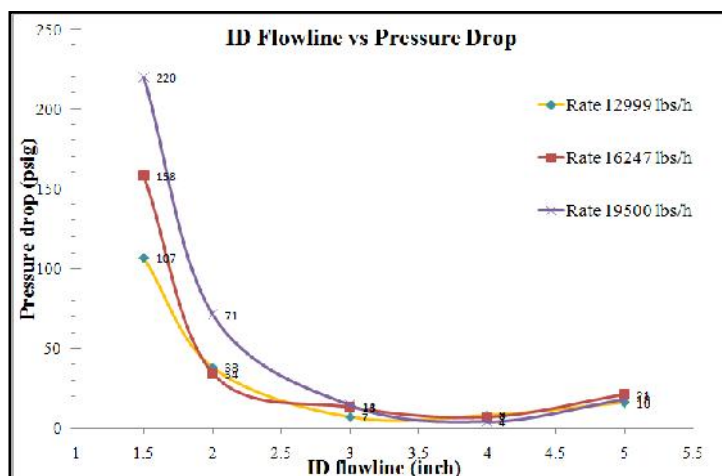
Terdapat 2 (dua) jenis pipa yaitu pipa didalam area *injection plant* yang disebut *pipeline* yang relatif berdiameter besar karena harus mentransfer laju CO_2 lebih besar dan pipa diluar area *injection plant* yang disebut *flowline* berdiameter relatif lebih kecil karena mentransfer CO_2 dengan laju 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 NPS (Nominal Pipa Salur) yang paling optimum untuk mengurangi perubahan tekanan yang terlalu besar dan tetap mengkondisikan fluida injeksi dalam fasa cair.

Gambar 4 merupakan *performance* NPS terhadap *pressure drop* pada *pipeline*, sedangkan **Gambar 5** merupakan *performance* NPS terhadap *pressure drop* pada *flowline*. Dari **Gambar 4** tersebut terlihat bahwa kebutuhan pipa yang direkomendasikan adalah pada selang diameter antara 3,00 inci hingga 4,00 inci sedangkan dari **Gambar 5** memperlihatkan hasil optimasi perancangan pipa untuk *flowline*, didapat hasil optimum berada pada selang antara 2,00 inci sampai dengan 3,50 inci.



Gambar 4. Hubungan Pressure Drop Terhadap Diameter Pipeline Sebagai Fungsi Laju Alir



Gambar 5. Hubungan Pressure Drop Terhadap Diameter Flowline Sebagai Fungsi Laju Alir

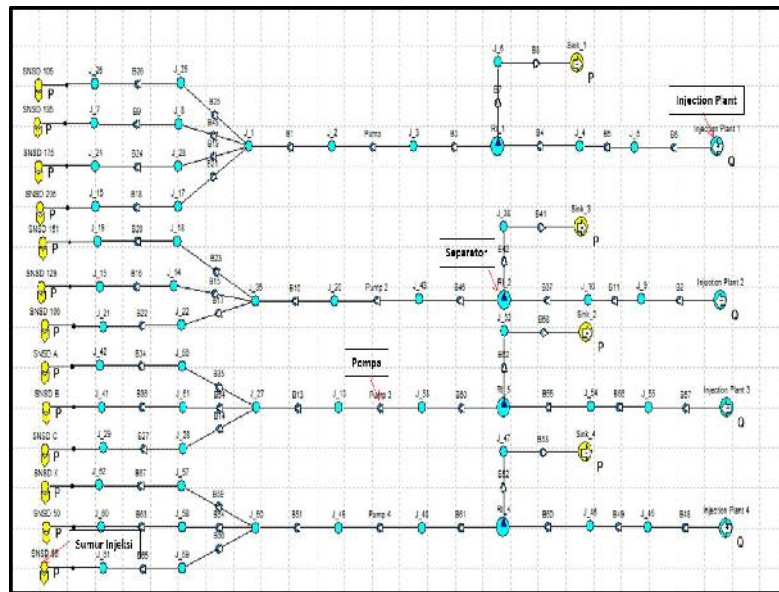
Flowline dengan NPS 2 inch dan *pipeline* dengan NPS 3 inci dipilih dalam perancangan karena merupakan *flowline* dan *pipeline* paling mungkin, apabila menggunakan NPS yang lebih kecil akan menimbulkan *pressure drop* yang besar dan jika menggunakan NPS yang lebih besar dapat menyebabkan terjadinya perubahan fasa (membentuk fasa gas) pada fluida injeksi.

Flowline dan *pipeline* yang digunakan dapat berbahan *stainless steel*, *enhancement carbon steel* atau *fiber*. *Flowline* dan *pipeline* berbahan *stainless steel*, memiliki kualitas yang lebih baik dari *carbon steel* atau *fiber*, namun harganya lebih mahal. Bila *Flowline* dan *pipeline* berbahan *carbon steel* atau *fiber* digunakan maka harus dilengkapi dengan perawatan rutin atau dengan melapisi pipa (*coating*) untuk mencegah terjadinya problem korosi.

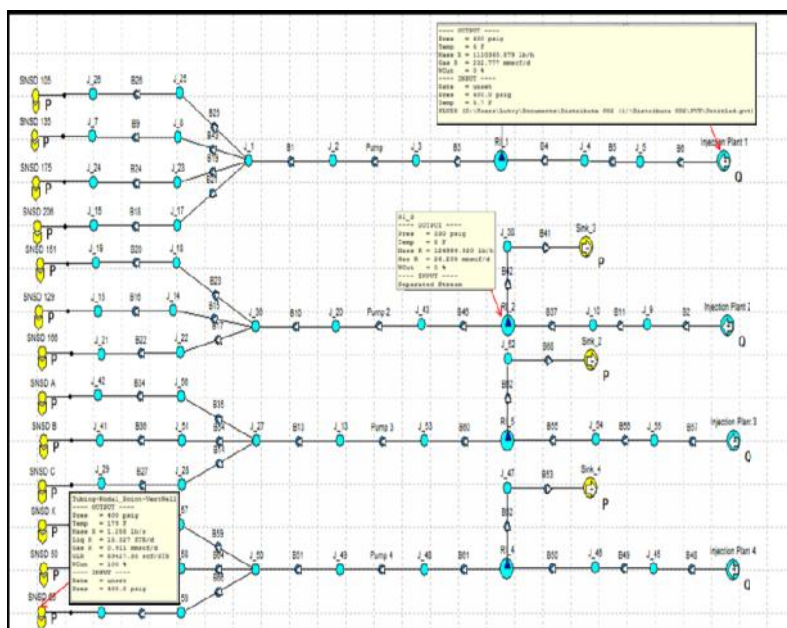
Pemodelan Simulasi Jaringan Dan Fasilitas Permukaan

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 CO₂ maksimum sebesar 1,20 Pore Volume atau setara dengan total injeksi CO₂ cair sebesar 1250 STB/D (Kristanto dkk., 2012). Selanjutnya, proses injeksi CO₂ dimaksudkan untuk melakukan pendesakan fluida reservoir oleh CO₂. Untuk mencapai target agar hasil simulasi reservoir dapat diimplementasikan maka pelaksanaan simulasi injeksi CO₂ 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.

Berdasarkan skema model jaringan tersebar 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**.



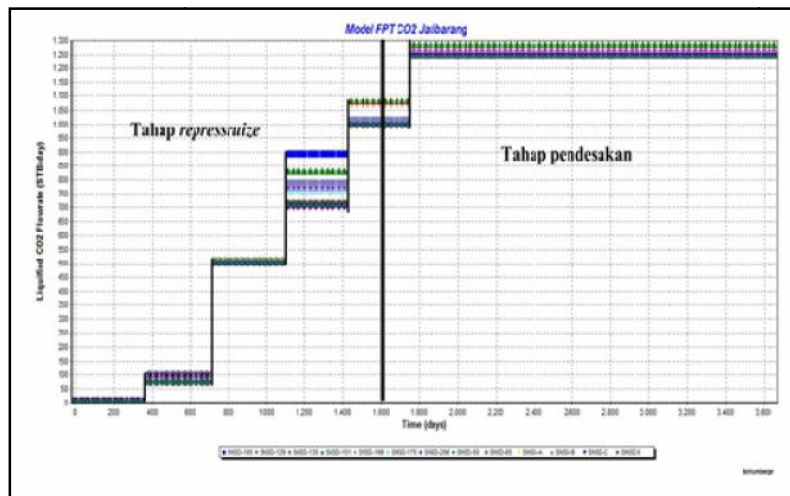
Gambar 6. Model Jaringan Tersebar Dan Fasilitas Permukaan Injeksi CO2



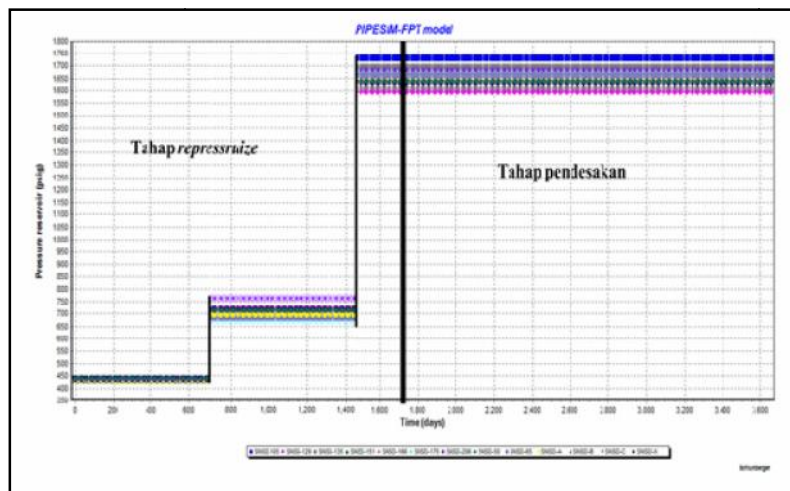
Gambar 7. Hasil Static Run Model Jaringan Tersebar Dan Fasilitas Permukaan Injeksi CO2

Kinerja Model Jaringan dan Fasilitas Permukaan

Static run dari model jaringan *distribute* dan fasilitas permukaan injeksi CO2 membuktikan bahwa model simulasi dapat berjalan sesuai target yang diinginkan. Namun untuk membuktikan bahwa model jaringan dan fasilitas permukaan injeksi CO2 dapat memberikan kinerja secara utuh untuk tahap *re-pressurized* dan tahap pendesakan maka uji secara dinamis harus dilakukan. Hasil simulasi secara *dynamic run* untuk Tahapan *re-pressurized* dan Tahapan pendesakan dapat dilihat pada **Gambar 8** dan **Gambar 9**.



Gambar 8. Hubungan Laju Alir Injeksi CO2 vs Waktu Pada *Dynamic Run*.



Gambar 9. Hubungan Tekanan Reservoir vs Waktu Pada *Dynamic Run*.

Kesimpulan dan Rekomendasi

Kesimpulan

1. Dalam model jaringan tersebar ini tahap re-pressurized dicapai dalam waktu 5 tahun.
2. Keuntungan model jaringan tersebar yaitu dapat mengurangi *pressure drop* yang dihasilkan dari tangki ke kepala sumur karena *injection plant* dibuat dekat dengan sumur-sumur injeksi
3. Diperlukan 4 (dua) buah tanki penyimpanan CO2 masing-masing dengan diameter 5 m panjang atau tinggi 2,5 m untuk dapat memasok CO2 cair dengan laju sebesar 125.000 lbs/jam (maksimum rate).
4. Diperlukan 4 (satu) buah separator dengan volume 3,304 m³, berdiameter 0,914 m tinggi 5,029 m dengan tekanan kerja 300 psig.
5. Diperlukan *pipeline* dengan diameter 3 inci untuk instalasi di dalam *injection plant* dan *flowline* berdiameter 2 inci.
6. Diperlukan pompa injeksi dengan daya 60 hp.
7. Implementasi model Jaringan dan Fasilitas Permukaan injeksi CO2 pada Lapangan “J” baik secara *static run* maupun *dynamic run* telah memberikan hasil sesuai target.

Rekomendasi

1. Mengingat pelaksanaan injeksi CO₂ 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 CO₂ 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.

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 CO₂*, 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 CO₂ Flooding*, LPPM UPN “Veteran” Yogyakarta.
- Wibowo dan Hermawan, Y. D., 2013, *Simulasi Model Jaringan dan Fasilitas Permukaan Injeksi CO₂ Sistem Terpusat pada Lapisan F Lapangan J*, Prosiding Seminar Nasional Teknik Kimia “Kejuangan”, ISSN 1693-4393