



CCUS-Aksi Mitigasi Gas Rumah Kaca dan Peningkatan Pengurasan Minyak CO₂-EOR

Sugihardjo

Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"
Jl. Ciledug Raya Kav. 109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan 12230

Artikel Info:

Naskah Diterima:
6 Januari 2022
Diterima setelah perbaikan:
2 Maret 2022
Disetujui terbit:
30 April 2022

Kata Kunci:

CCUS (*Carbon Capture Utilization and Storage*)
CO₂-EOR (*Enhanced Oil Recovery*)
Peningkatan perolehan minyak
Penyimpanan CO₂
Improve oil recovery
CO₂ storage

ABSTRAK

Emisi CO₂ pada saat ini sangat tinggi yaitu pada tingkat lebih dari 400ppm di atmosfer, karena pembakaran bakar fosil yang terus menerus meningkat seiring dengan aktivitas industri yang terus bertambah. CO₂ dalam jumlah besar yang dapat diterapkan dalam kegiatan CCS dan CCUS berasal dari industri atau pabrik. CCUS sangat potensial diterapkan di Indonesia, mengingat banyak lapangan tua dan sumber CO₂ yang belum dimanfaatkan. Telah dilakukan studi CCUS atau CO₂-EOR dengan kasus lapangan di Sumatera Selatan. Dengan analisis mulai *screening* lapangan, studi laboratorium, simulasi reservoir, integrasi sumuran, penangkapan dan transportasi CO₂, serta monitoring. Kajian simulasi reservoir menunjukkan bahwa injeksi CO₂ dapat menaikkan perolehan minyak serta juga dapat terjadi penyimpanan CO₂ yang merupakan mitigasi gas rumah kaca.

ABSTRACT

CO₂ emissions are currently very high at levels of more than 400ppm in the atmosphere, due to the continuous burning of fossil fuels as industrial activity continues to grow. CO₂ in large quantities that can be applied in CCS and CCUS activities comes from industry or factories. CCUS is very potentially applied in Indonesia, considering the many old fields and untapped CO₂ sources. There has been a CCUS or CO₂-EOR study with field cases in South Sumatra. With the analysis began field screening, laboratory studies, reservoir simulations, well integration, CO₂ capture and transportation, and monitoring. Reservoir simulation studies show that CO₂ injection can increase oil recovery and also store CO₂ in the reservoir to mitigate green house gas.

© LPMGB - 2022

PENDAHULUAN

CCUS-*Carbon Capture Utilization and Storage* adalah suatu konsep mitigasi Gas Rumah Kaca-GRK (*Green House Gas-GHG*) dari emisi CO₂ yang ditimbulkan dari pembakaran bahan bakar fosil, dan sekaligus penggunaan CO₂ untuk peningkatan produksi minyak dengan menerapkan teknologi *Enhanced oil recovery* (EOR). CCUS merupakan pengembangan dari CCS (*Carbon Capture and Storage*) yang merupakan aksi mitigasi GHG murni, dengan proses penyimpanan CO₂ pada lapisan

Akuifer (*Saline Aquifer*). Keuntungan dari CCUS adalah memperoleh nilai tambah dari peningkatan produksi minyak, yang dapat mengurangi biaya apabila hanya dilakukan CCS saja. Oleh karena itu CCUS dapat menjembatani tahap yang kritis dari implementasi CCS, karena CCUS dapat memberikan keuntungan ganda peningkatan produksi minyak dan penyimpanan CO₂ pada lapisan minyak yang sudah *depleted*.

CCS dan CCUS merupakan teknologi yang sangat vital dan dapat mengurangi emisi CO₂ pada jumlah yang masif. CCS yang merupakan teknologi separasi, transportasi dan penyimpanan CO₂ pada formasi geologi memerlukan biaya tinggi. Sedangkan CCUS adalah kombinasi CCS dan CO₂-EOR yang dapat

Korespondensi:
E-mail: sugihardjo@esdm.go.id (Sugihardjo)

mengurangi biaya CCS dengan adanya peningkatan produksi minyak.

Implementasi CCUS sudah banyak dilakukan di dunia, karena teknologi CO₂-EOR merupakan teknologi yang sudah matang. Sebagian besar lapangan minyak di Indonesia sudah pada tahap *depleted* dan selayaknya dilakukan implementasi teknologi EOR untuk meningkatkan produksi minyak. Selanjutnya, emisi CO₂ terdapat dibanyak tempat pembakaran bahan bakar fosil, seperti di pembangkit tenaga listrik (PLTU), pabrik-pabrik, serta sebagai komponen ikutan (*impurities*) pada lapangan lapangan gas. Keuntungan implementasi CCUS untuk penyimpanan CO₂, bahwa struktur dan integritas reservoir untuk penyimpanan CO₂ dalam jangka panjang, sudah diketahui secara detail pada saat pengembangan lapangan.

Kunci aktivitas CCUS dilakukan dengan memperkuat kerangka kerja pemerintah dan swasta, dengan cara: 1) Perluas spektrum teknologi energi bersih (CEM/*Clean Energy Ministerial*) termasuk CCUS, 2) Ciptakan *platform* yang berkelanjutan pada sektor swasta, pemerintahan, dan investor untuk mengacu pada percepatan implementasi CCUS,

3) Identifikasi fasilitas jangka pendek maupun panjang, kesempatan investasi untuk memperbaiki bisnis dalam bidang CCUS, 4) Menyebarkan kebijakan CCUS yang diperlukan, regulasi, praktek terbaik investasi yang merupakan bagian dari sistem energi bersih yang terintegrasi.

Potensi CCUS di lapangan minyak Indonesia sangat besar, namun diperlukan *screening* dan kajian yang sangat detail dari kandidat lapangan minyak untuk dapat melakukan implementasi CCUS, serta sumber CO₂ yang terdekat tersedia, sehingga secara keekonomian fisibel untuk dapat dilaksanakan. Pasarai ddk. (2021) melakukan kajian *source sink matching* skala lapangan aplikasi CCUS CO₂-EOR di Indonesia. Selanjutnya disebutkan, Lapangan minyak yang berlokasi di Sumatera Selatan dikelilingi oleh beberapa sumber CO₂ yaitu: pabrik, PLTU, kilang, dan stasiun pengumpul gas. Ada 3 stasiun pengumpulan gas yang memisahkan CO₂ dari produksi gas dan minyak. Kajian awal tentang penyimpanan dan penggunaan CO₂ untuk injeksi EOR juga telah dilakukan pada Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan tersebut mempunyai potensi untuk dilakukan injeksi CO₂-EOR (Sugihardjo, dkk., 2012).



Gambar 1

Gas Rumah Kaca (<http://dlhk.jogjaprov.go.id/mengenal-lebih-dekat-gas-rumah-kaca>).

A. Sekilas Gas Rumah Kaca dan Perubahan Iklim

CO₂ yang dilepas ke atmosfer akan menimbulkan Gas Rumah Kaca, pemanasan global dan kerusakan ekosistem. *Paris Agreement* mengharapkan kenaikan suhu dapat ditekan 1,5°C sampai 2°C pada akhir abad ini, dengan menerapkan dekarbonisasi pada beberapa aktivitas industri atau emisi nol (*zero emissions*). Gambar 1 adalah proses terjadinya gas rumah kaca. Gas rumah kaca akan menjadi selimut bumi yang memperangkap energy di atmosfer bumi yang menyebabkan pemanasan global. Kemudian terjadi fenomena perubahan iklim (*climate change*) dan mencairnya salju di kutub serta kenaikan muka laut. Perubahan iklim ini dapat menimbulkan banyak kerusakan di bumi, kesehatan mahluk hidup, dan perubahan ekosistem. Gas yang dapat menimbulkan pemanasan global selain yang utama emisi CO₂ adalah metan, N₂O, uap air, SO₂, CFC (*Chlorofluorocarbon*), dan Ozon (O₃).

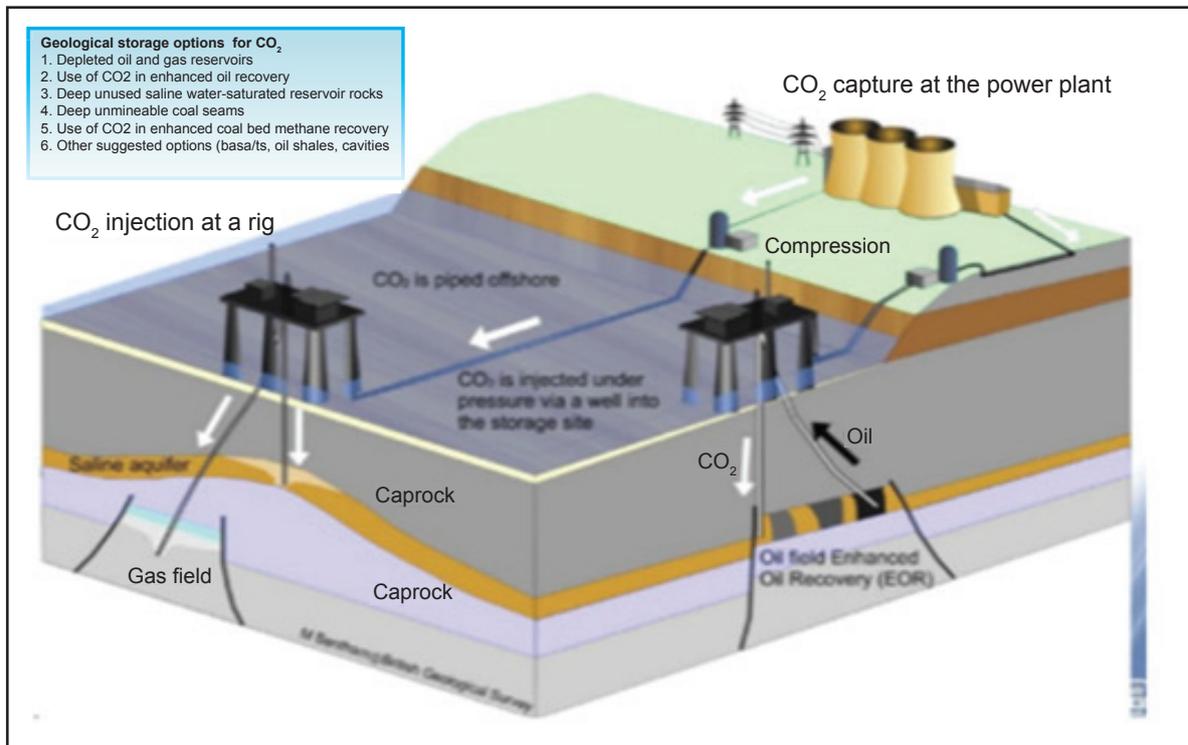
Kandungan CO₂ di atmosfer saat ini (Mei 2020) sekitar 417.07 ppm, dan grafiknya menunjukkan kenaikan secara konsisten. Hal ini akan menimbulkan pemanasan global. *Paris Agreement* berusaha membatasi kenaikan suhu bumi maksimum pada level 1.5°C. Oleh karena itu program *Combat Climate Change* menjadi prioritas. Selain perlunya regulasi

yang membatasi pelepasan emisi CO₂ ke atmosfer, mengurangi kebakaran hutan, dan implementasi CCS/CCUS bisa menjadi program yang sangat vital untuk mengurangi pelepasan emisi CO₂ ke atmosfer secara masif.

Untuk mencegah perubahan iklim karena adanya GRK, Indonesia telah menyatakan komitmennya pada *Conference of Parties* (COP-15) tahun 2009 untuk menurunkan emisi Gas Rumah Kaca (GRK) sebesar 26% (dengan usaha sendiri) dan sebesar 41% (jika mendapat bantuan internasional) dibandingkan skenario *business as usual* (BAU) (<http://ditjenppi.menlhk.go.id/berita-ppi/3150-kontribusi-penurunan-emisi-grk-nasional,-menuju-ndc-2030.html>).

B. Carbon Capture and Storage (CCS)

Gambar 2 menunjukkan elemen kunci CCS (*Carbon Capture and Storage*) yang terdiri dari tiga aktivitas utama, yaitu: penangkapan CO₂ (*capture*), transportasi, dan penyimpanan (*storage*) ke dalam formasi geologi. Formasi geologi yang sering digunakan untuk penyimpanan CO₂ adalah akuifer, kemudian lapangan gas dan minyak yang sudah *depleted*, dan dapat juga pada lapisan metana batubara (*coal bed methane*).



Gambar 2
Elemen kunci CCS (Cho, dkk., 2020).

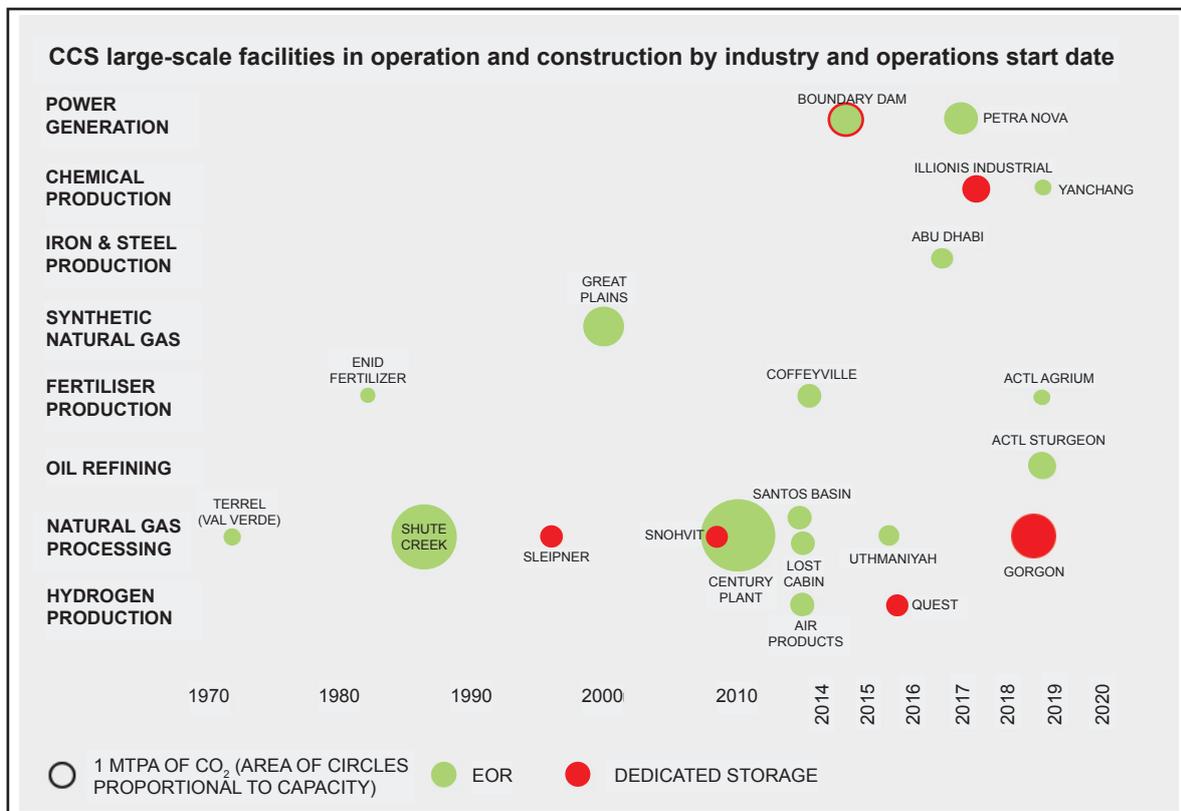
Sumber CO₂ dalam jumlah yang besar berasal dari industri atau pabrik, yaitu: stasiun gas pengumpul (*gas processing plant*), kilang minyak (*refinery*), pembangkit listrik (PLTU), pabrik semen, besi dan baja, pupuk, kertas dan *pulp*. Dari sumber CO₂ tersebut perlu dilakukan pemisahan CO₂ dari komponen yang lain. Ada sumber emisi CO₂ yang besar namun sulit ditangkap, kebakaran hutan, kendaraan bermotor, dan gunung berapi. Teknologi penangkapan dan pemisahan CO₂ dapat digunakan *Solvent, Membrane, Solid Sorbent*, dan *Cryrogenic*. Teknologi Membrane yang sering digunakan untuk pemisahan CO₂ di stasiun gas pengumpul sebelum gas hidrokarbon dikirim ke konsumen. Dari berbagai sumber CO₂ tersebut yang dapat digunakan lebih ekonomis adalah stasiun gas pengumpul dan kilang karena sudah tersedia fasilitas CO₂ *removal*. Apabila akan menggunakan CO₂ dari hasil pembakaran Batubara pada PLTU, dibutuhkan CO₂ *removal* yang memerlukan biaya sangat besar sehingga akan terkena *energy penalty* yang cukup tinggi.

Sedangkan tranportasi untuk pengiriman CO₂ dari sumber ke lapangan yang akan diinjeksikan CO₂ ke dalam formasi geologi dapat dilakukan dengan dengan beberapa cara, yaitu: pipa apabila

pengiriman dalam jumlah besar dan kontinu, tanker atau kapal terutama apabila lokasinya *offshore*, dan truk biasanya untuk skala pilot. Pemilihan moda tranportasi tergantung dari infrastuktur (jalan, jaringan pipa yang sudah ada), lokasi injeksi (*onshore* atau *offshore*), dan besarnya CO₂ yang akan dikirim.

Proyek CCS di dunia ada sekitar 51 pada skala besar (*The Global CCS Institute*), 19 proyek dalam tahap operasi, 4 proyek dalam tahap kontruksi, dan 28 proyek dalam status tahap pengembangan. Ke 51 proyek skala besar tersebut diperkirakan mempunyai kapasitas simpan CO₂ 96 juta ton per tahun (Gambar 3). CCS proyek yang baru terdiri dari bermacam macam sumber CO₂, diantaranya: pabrik Amoniak, Ethanol, pembangkit listrik-gas dan batubara. Contoh CCS proyek skala besar adalah: *Boundary Dam* (Canada), *Quest* (Canada), *Sleipner* (Norway), *Snøhvit* (Norway), *Weyburn* (Canada). Sedangkan di Jepang ada proyek demontrasi CCS, Tomakomai.

Gundih merupakan satu satunya CCS proyek di Indonesia yang terletak propinsi Blora, Jawa Tengah. Proyek ini merupakan kerjasama antara ITB, Pertamina, ADB, dan konsorsium dari Jepang. Lapangan gas Gundih mengandung sekitar 21% CO₂,



Gambar 3

Proyek CCS di dunia dalam kondisi operasi dan kontruksi (https://www.researchgate.net/figure/CCS-large-scale-facilities-in-operation-and-construction-by-industry-and-operations-start_fig6_326424155).

dan 15% CO₂ dipisahkan di Stasiun Gas Gundih sebesar 800 ton/hari. Rencananya CO₂ tersebut akan dikirim ke sumur Jepun yang menembus formasi Ngrayong pada kedalaman 830-1100m bawah permukaan. Jarak antara sumber CO₂ dan sumur injeksi sekitar 42 km mengikuti jalan raya yang ada. Proyek pilot ini rencananya akan diinjeksikan CO₂ dengan laju 30 ton/hari. Injeksi akan dilakukan selama 2 tahun dengan jumlah CO₂ sebesar 20,000 ton (Sule, dkk., 2018).

C. CCUS CO₂-EOR

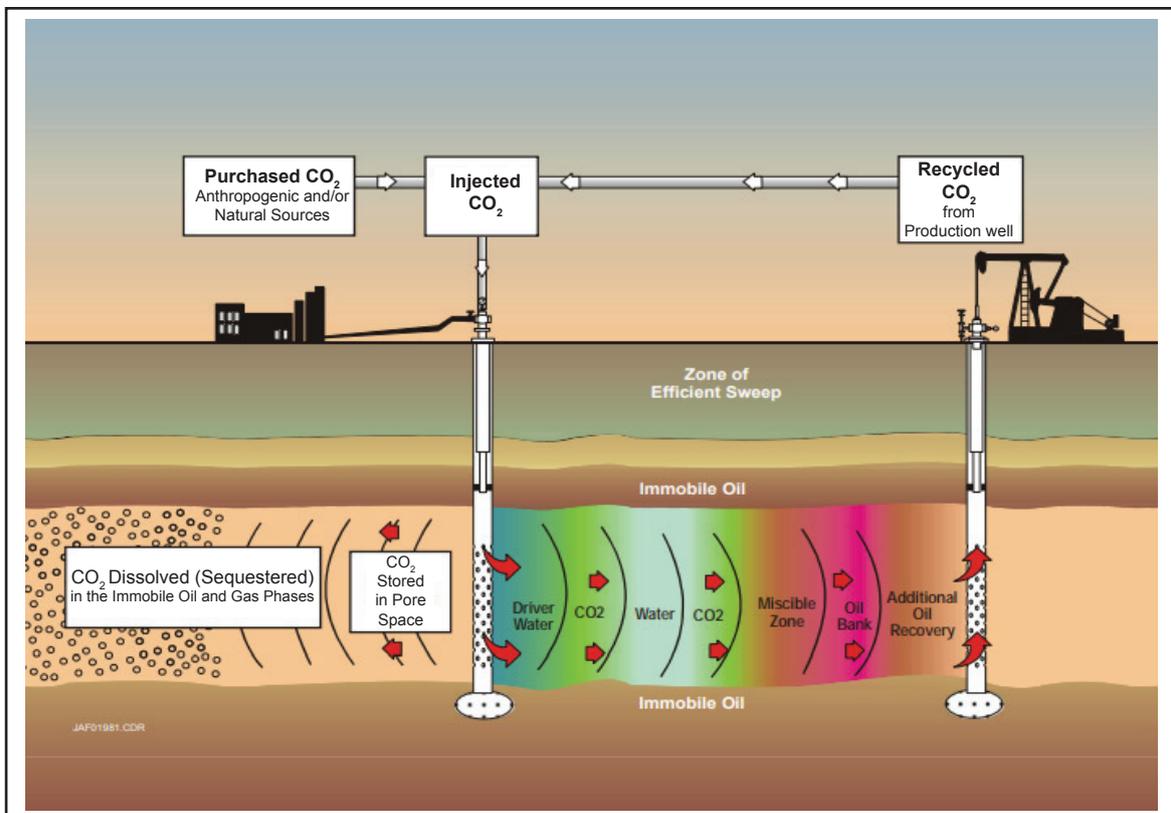
Carbon capture utilization and storage merupakan kombinasi dari *enhance oil recovery* (CO₂-EOR) dan penyimpanan CO₂ secara permanen di formasi geologi (*depleted reservoir*). Implementasi teknologi ini mendapatkan keuntungan ganda, yaitu kenaikan produksi minyak dan pengurangan emisi GRK. Teknologi injeksi CO₂ dapat pula dilakukan optimasi dengan injeksi air (*WAG-water alternating gas*). Gambar 4 menunjukkan proses CCUS di lapangan minyak untuk CO₂-EOR dengan metoda WAG.

CCUS sudah diimplementasikan diseluruh dunia, ada sekitar 36 skala besar dan sekitar 70 proyek

pilot. CCUS yang skala besar 12 ada di Amerika, 5 di Canada, 8 di China, 2 di Korea Selatan, 1 di Uni Emirat Arab, 2 di Norway, 2 di Inggris, 1 di Belanda, 3 di Australia, dan 1 di Brasilia. Di Amerika, CO₂ dialirkan melalui pipa sepanjang 5000 km untuk mengirim CO₂ ke lapangan lapangan minyak sejak tahun 1970, telah menginjeksikan sekitar 10,8 triliun SCF, dan menghasilkan kenaikan minyak sebesar 650.000 BOPD. Sedangkan di Canada, lapangan Wayburn rencana diinjeksikan sebanyak 2 juta ton CO₂ selama 20 tahun untuk menaikkan produksi minyak sebesar 130 juta barel (Liu. dkk., 2017).

Di Indonesia proyek CCUS masih dalam rangka kajian dan pilot. Mengingat implementasi CO₂-EOR diperlukan biaya yang mahal. Namun demikian, potensi penerapan injeksi CO₂ sangat besar, banyak lapangan minyak yang sudah *depleted*, dan ditunjang juga banyak sumber CO₂ yang belum dimanfaatkan.

Potensi EOR di Indonesia dapat menaikkan produksi minyak sekitar 4,6 miliar barel minyak dari 135 lapangan minyak. Prioritas implementasi teknologi EOR pada 34 lapangan yang terpilih, dengan metode EOR sebagai berikut: injeksi CO₂, uap, dan kimia (CEOR) dengan distribusi masing-masing sekitar 18%, 3% dan 79% (Gambar 6).



Gambar 4
Skematik CO₂-EOR (WAG-Water Alternating Gas)
(Technical Report No. 2009-12, Green House Gas R & D Programme IEA.).

Tabel 1
Source and Sink Matching Injeksi CO₂ (Asian Development Bank report)

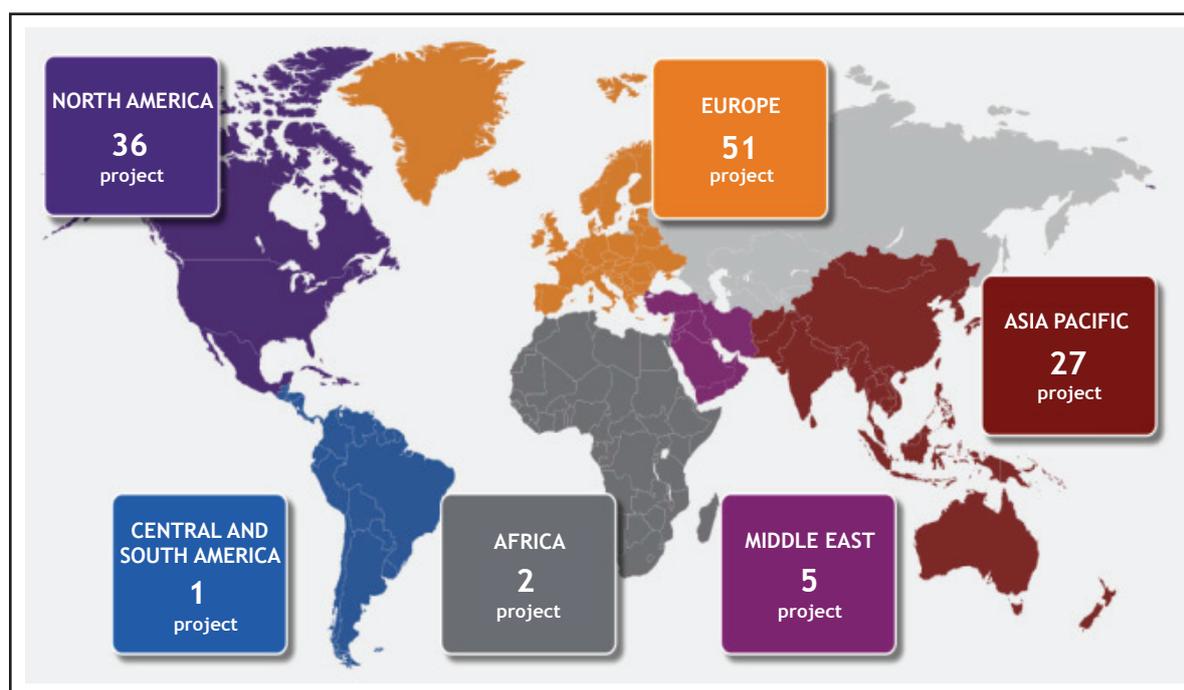
Basin	Sources of CO ₂	CO ₂ availability (MMT/year)	Candidate oilfield for EOR	Oil originally in place (million barrels) ^a	Expected recovery with EOR (million barrels) ^b
South Sumatra	Bangko Tengah Power plant, Associated gas from Jabung Blocks (corridor wells), and Lematang Block (Singa and Harimau fields)	14	Ramba, Kenali Asam, Tempino, Raja, Niru, Abab, Limau Tengah, G. Kemala, Tanjung Tiga, Bajubang, Meruap, Kluang, Beringin	2,200	550
West Java	Muara Tawar Power Plant, Subang Gas Processing Plant	33	Jatibarang X-Ray, Tambun, Cemara, Tugu Barat A	1,200	300
East Java	Gundih Natural Gas Processing Plant	0.2	Mudi, Sukowati, Kawengan, Nblobo	860	215

CO₂ = carbon dioxide, EOR = enhanced oil recovery, MMT = million metric ton

^aThe total amount of oil contained in the oilfield before the start of production.

^bAssumed to be 25% of the oil in place based on a combined primary and secondary recovery rate of 35% and an ultimate recovery rate after EOR of 60%.

Source: Battelet analysis based on E. Putra. 2016. *Evaluation of CO₂-EOR Injection and Its Potential Application to Indonesia*. Houston :Enerproco. <http://siephouston.org/wp-content/uploads/2017/06/CO2-EOR-SIEPH-Putra.pdf>



Gambar 5

CCUS proyek di dunia (<https://www.iogp.org/bookstore/product/map-of-global-ccs-projects/>).

Potensi kenaikan produksi minyak dari 34 lapangan diprediksi sekitar 2,8 miliar barel (Hendraningrat, 2018). Sedangkan Tabel 1 adalah *source and sink matching* dari beberapa lapangan minyak di Indonesia (Asian Development Bank report).

Gambar 6 adalah lapangan minyak yang sudah *depleted* yang punya potensi untuk dinaikan

produksinya dengan teknologi EOR (Hendraningrat, 2018).

Rencana pilot *Huff and Puff* (Injeksi dan Produksi pada sumur yang sama) CO₂-EOR akan dilakukan pada beberapa lapangan minyak, yaitu: Lapangan minyak Gemah dengan CO₂ diperoleh dari *Betara Gas Plant*, Beringin dengan CO₂ dari Stasiun

Pengumpul Gas Merbau dan PLTU Bukit Asam, Jatibarang dengan CO₂ dari Stasiun Pengumpul Gas Subang dan Kilang Minyak Balongan, Sukowati dengan CO₂ dari Jimbaran-Tiung biru, dan Ramba dengan CO₂ dari Gas Pengumpul Grisik.

Pada proyek CCUS didapatkan peningkatan produksi minyak. Sedangkan jumlah CO₂ yang tersimpan di dalam reservoir dapat dihitung dengan material *balance* (jumlah injeksi CO₂ dikurangi yang ikut terproduksi kembali), ataupun dengan perhitungan *voidage replacement* (ruang yang ditinggalkan minyak, gas, dan air formasi diganti oleh CO₂).

Implementasi CCUS pada skala pilot semestinya segera dapat dilaksanakan untuk menunjang peningkatan produksi minyak yang dicanangkan pemerintah dengan target 1 juta BOPD.

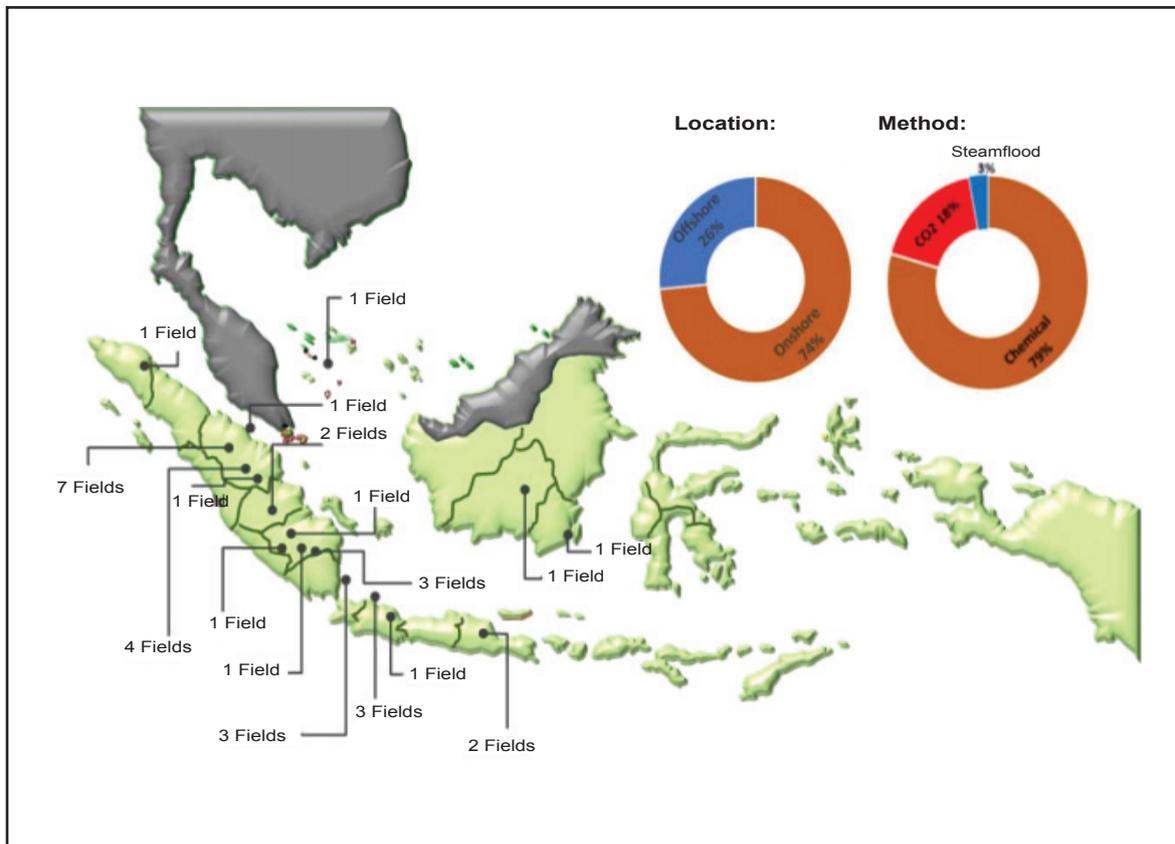
D. Carbon Credits

Apabila bisa dilakukan perhitungan jumlah CO₂ yang dapat disimpan dalam formasi geologi pada proyek CCS maupun CCUS maka bisa diajukan untuk kerjasama bilateral, misalnya pemerintah Indonesia-Jepang, bisa mendapatkan “*Carbon*

Credits” yang merupakan *economic incentive* untuk membiayai sebagian pengeluaran proyek tersebut. Nilai *incentive* tersebut tergantung harga dari *Carbon Credits*. Gambar 7 merupakan mekanisme CDM (*Clean Development Mechanism*) yang tertuang di dalam *Kyoto Protocol* artikel 12.

Carbon credits merupakan mekanisme pasar untuk meminimalisir emisi gas rumah kaca. Beberapa negara telah mengeluarkan peraturan batas emisi gas rumah kaca yang diperbolehkan. Apabila suatu perusahaan tidak mampu menurunkan emisi gas rumah kaca, maka dapat melakukan pembelian *carbon credits* pada perusahaan perusahaan yang telah mampu menurunkan emisi gas rumah kaca dibawah batas yang diperbolehkan dengan memiliki sertifikat CERs (*Certified Emission Reduction units*). Proses ini disebut “*cap-and-trade*” (Gambar 8).

Pengertian *carbon tax* atau pajak karbon adalah pajak yang dikenakan atas pemakaian bahan bakar berbasis karbon ataupun yang menghasilkan sumber emisi karbon di atas *cap* (emisi yang diijinkan). Contoh objek pajak karbon adalah bahan bakar fosil dan emisi yang berasal dari industri/pabrik



Gambar 6 Lapangan minyak yang sudah *depleted* yang punya potensi untuk dinaikan produksinya dengan teknologi EOR (Hendraningrat, 2018).

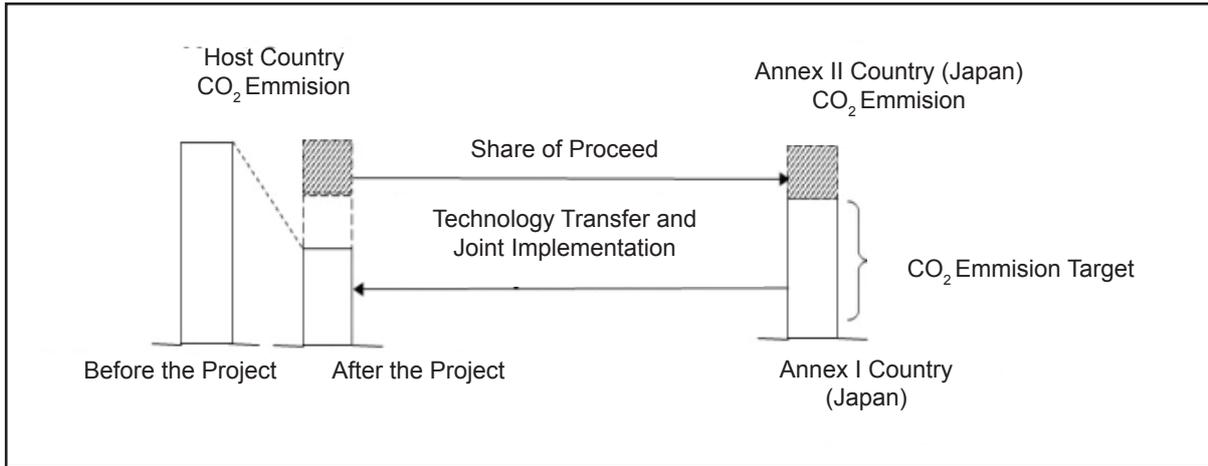
atau kendaraan bermotor. Selanjutnya dikenal istilah “*cap-and-tax*”.

mitigasi gas rumah kaca yang dapat menurunkan emisi gas CO₂ secara masif dan sudah dan akan dilakukan diseluruh dunia.

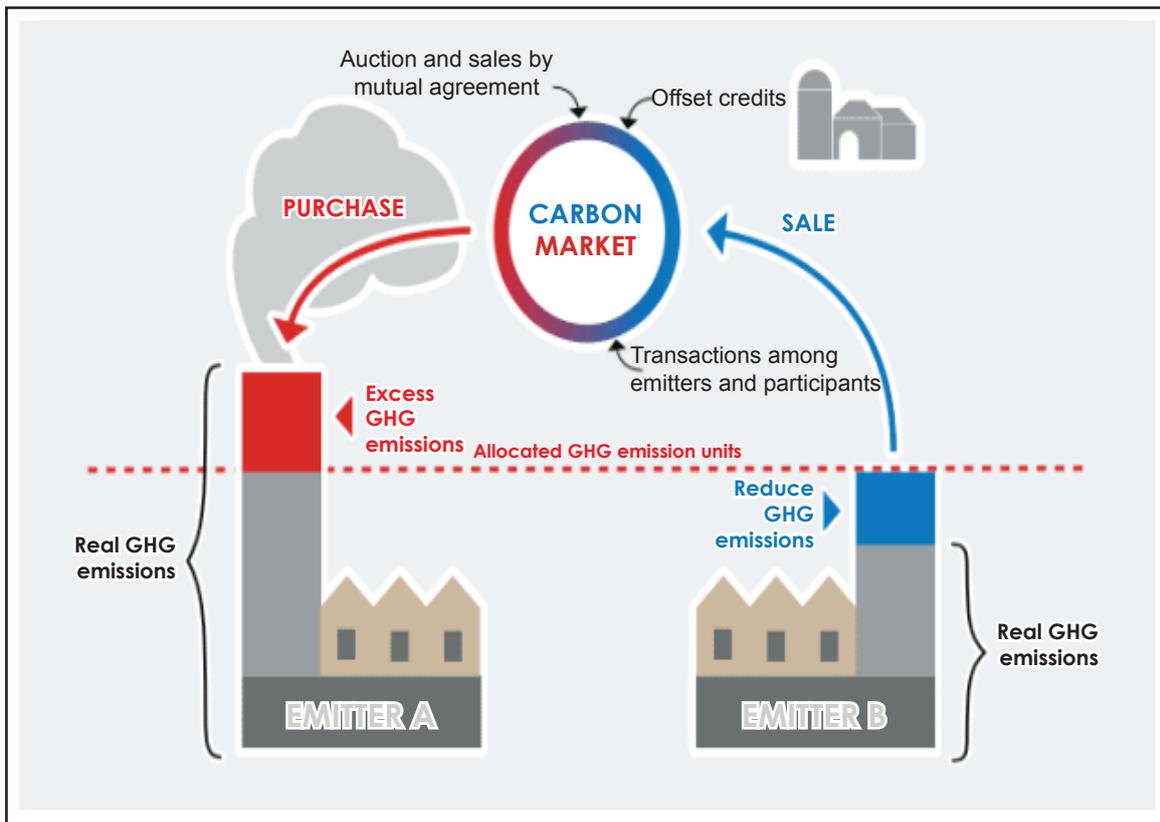
Yang kedua adalah studi laboratorium terutama penentuan sifat sifat minyak di laboratoirum fluida reservoir untuk menentukan komposisi fluida reservoir, viskositas, tekanan gelembung serta beberapa sifat sifat fluida lainnya yang diperlukan

BAHAN DAN METODE

Metodologi yang digunakan dalam penulisan studi ini meliputi dua metoda, secara garis besar yaitu *review* perkembangan CCS dan CCUS sebagai aksi



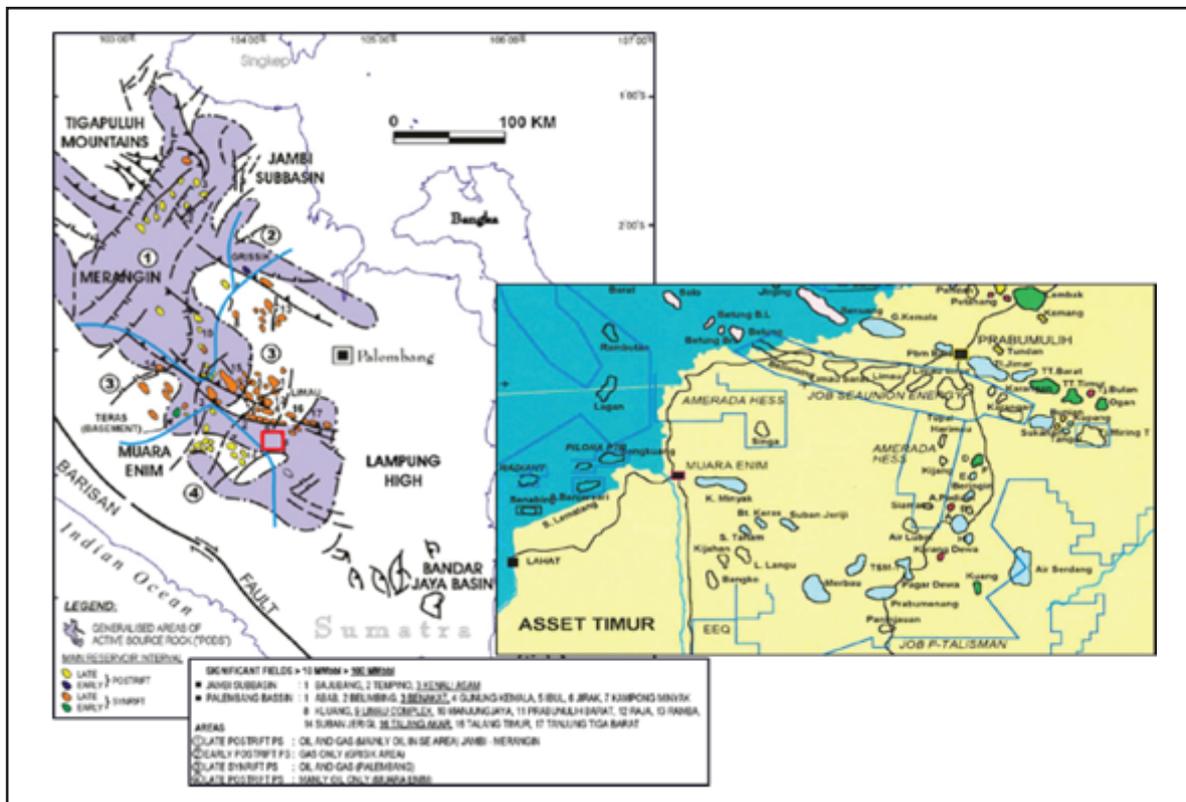
Gambar 7
CDM-Clean Development Mechanism (Bahan Presentasi
Kerjasama Lemigas-Mitsubishi Heavy Industries, Ltd.- Nissho Iwai Corporation, 2003).



Gambar 8
Cap and Trade (Oil Sands Magazine, 2015).

untuk studi simulasi reservoir. Kemudian analisis di laboratorium EOR untuk menentukan tekanan TTM (Tekanan Terburuk Minimal), serta *core flooding* untuk menentukan tekanan injeksi dan peningkatan perolehan minyak.

Simulasi reservoir untuk mengetahui kenaikan peningkatan perolehan minyak dengan metode EOR injeksi CO₂ serta memperkirakan berapa CO₂ yang dapat tersimpan di dalam reservoir. Simulasi reservoir dilakukan dengan berbagai *scenario* optimasi injeksi CO₂, seperti injeksi air



Gambar 9
Peta lokasi lapangan minyak-LMB dan Struktur cekungan Sumatera Selatan (Kerjasama Lemigas-Japex-Sijitz, 2017).

Tabel 2
Kriteria penyaringan injeksi CO₂ lapangan terpilih (disarikan dari Taber, dkk., 1987)

No.	Sifat Minyak dan Karakteristik Reservoir	Metode Injeksi CO ₂
1	Gravity Minyak °API 34.72	>21 ↗ <u>36</u> ↗
2	Viskositas Minyak cp 2.65	>10 ↘ <u>1.5</u> ↘
3	Saturasi Minyak % 34.14	>20 ↗ <u>55</u> ↗
4	Jenis formasi SS/CB SS	SS atau karbonat
5	Permeabilitas rata-rata mD 63.51	NC
6	Kedalaman ft, ss 7270	>2,500
7	Suhu reservoir °F 263.1	NC
8	Tekanan initial res psig 2457	NC
9	Porositas rata-rata % 16.31	NC
10	Initial oil in place MSTB 39.46	NC

secara kontinu, injeksi CO₂ secara kontinu, dan injeksi CO₂-air secara bergantian (WAG).

HASIL DAN DISKUSI

A. Studi Kasus Lapangan Minyak di Sumatera Selatan

Dalam studi ini telah dipilih lapangan Minyak-LMB sebagai target analisis untuk menghitung kenaikan perolehan minyak dengan injeksi CO₂. Lapangan Minyak tersebut terletak di cekungan Sumatera Selatan di Sumatera Selatan, 100 km SW kota Palembang (Lihat peta lokasi, Gambar 9). CO₂ diperoleh dari Stasiun Pengumpul-SPM yang berjarak sekitar 50km. Gambar 9, menunjukkan lokasi lapangan terpilih.

Sebelum metode EOR diterapkan pada reservoir minyak, maka terlebih dahulu harus dilakukan kajian secara rinci dari segi teknik. Hal tersebut mutlak dilakukan karena implementasi teknologi EOR memerlukan biaya dan resiko yang tinggi. Sebagai tahap awal studi kelayakan ini adalah melakukan penyaringan terhadap mungkin atau tidaknya menerapkan teknologi EOR-CO₂ ke Lapangan

Minyak-LMB di Sumatera Selatan yang dekat dengan sumber CO₂ yaitu Stasiun Pengumpul Gas SPM. Lapangan tersebut dipilih sebagai objek studi kelayakan injeksi CO₂ berdasarkan hasil *screening* metode EOR (Taber, dkk., 1997) yang dapat dilihat pada Tabel 2.

Hasil *screening* CO₂-EOR yang telah dilakukan untuk lapangan Minyak-LMB dan dipilih satu blok dan satu lapisan minyak yang mempunyai sumur produksi hanya dari satu lapisan, bukan *cominggle*, sehingga pengambilan sampel bisa mewakili lapisan yang dipilih dengan akurat. Sampel fluida reservoir diambil dari lapisan tersebut pada sumur produksi yang hanya dari lapisan tersebut.

B. Hasil Uji Laboratorium

Uji laboratorium yang dikerjakan adalah uji sifat sifat fisika fluida reservoir, terutama minyak. Percobaan dilakukan di laboratorium Fluida Reservoir dan EOR. Pengujian fluida reservoir meliputi pengujian *flash vaporization*, *differential liberation*, *separator test*. Peralatan yang dipakai yaitu sel PVT, *heater* serta pompa Ruska. Pengukuran viskositas minyak dilakukan menggunakan *Ostwald* dan *Rolling Ball* viskometer. Dari pengujian

Tabel 3
Analisis *wellstream* lapangan minyak-LMB

Komponen		Persen Mol	Persen Berat
Hydrogen Sulfide	H ₂ S	0	0
Carbon Dioxide	CO ₂	19.1106	8.1089
Nitrogen	N ₂	5.3418	1.4427
Methane	C ₁	20.3811	3.1458
Ethane	C ₂	1.5696	0.4551
Propane	C ₃	1.8656	0.7932
Iso-Butane	i-C ₄	0.6498	0.3641
n-Butane	n-C ₄	1.2846	0.7199
Iso-Pentane	i-C ₅	4.3426	3.0209
n-Pentane	n-C ₅	3.3978	2.3636
Hexanes	C ₆	0.1186	0.0985
Heptanes plus	C ₇₊	41.9809	79.4873
Total		100	100

Properties dari Heptanes plus

Specific Gravity @60/60°F : 0.8740

Molecular weight: 196.39

flash vaporization dapat diketahui nilai tekanan gelembung (Pb) yaitu di 2483 psia. Hasil uji viskositas dengan nilai viskositas pada tekanan gelembung (Pb) yaitu 0.6274 cp. Komposisi fluida ditentukan melalui uji penentuan komposisi fluida menggunakan gas kromatografi. Hasil uji komposisi fluida dapat dilihat pada Tabel 3. Pengujian TTM menggunakan *slim tube* pada suhu reservoir 304°F menghasilkan nilai TTM sebesar 2820 psig. Hasil pengujian TTM menggunakan *slim tube* dapat dilihat pada Gambar 10.

C. Studi Simulasi Reservoir

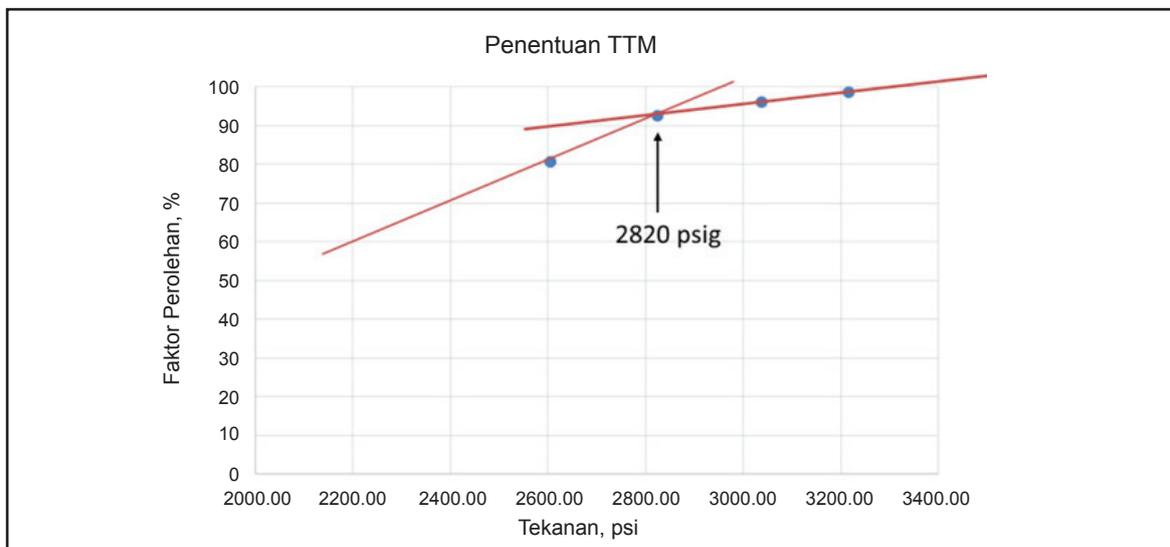
Lapangan Minyak-LMB terdiri dari 11 Blok. Lapangan tersebut ditemukan pada tahun 1987 dan produksi minyak dimulai pada tahun 1989. Sekitar 30 sumur telah dibor pada lapangan Minyak-LMB hingga saat ini.

Lapangan Minyak-LMB secara geologis terletak di tinggian dibatasi oleh “Limau Graben” di Utara dan “Limau anticlinorium” di Timur, oleh “Lampung tinggi” di Selatan, dan dibatasi oleh depresi Lematang dan Muara Enim di bagian Barat (Doust, dkk., 2008).

Berdasarkan data seismik Lapangan Minyak-LMB dibagi menjadi beberapa Blok lapangan minyak dan gas produktif dan tidak ada konektivitas di antara blok blok tersebut.

Target studi ini adalah hanya satu blok dan satu lapisan. Hasil dari studi Geologi Geofisik Reservoir (GGR) menghasilkan nilai *Initial Oil in Place* (IOIP) untuk Lapisan target dan juga peningkatan faktor perolehan minyak setelah dilakukan simulasi reservoir injeksi CO₂. Nilai IOIP untuk lapisan tersebut 27.3 Juta STB dan hasil simulasi injeksi CO₂ ditampilkan pada Tabel 4. Simulasi reservoir dengan beberapa skenario berbeda untuk menentukan skenario yang optimal, seperti: injeksi CO₂ secara menerus, WAG (1: 1 dan 2: 1).

Hasil Simulasi Reservoir untuk daerah prospek dengan *scenario 5* sumuran untuk injeksi air dan 2 sumuran yang terletak di lapisan paling atas untuk injeksi CO₂. Peningkatan perolehan minyak dengan injeksi air hanya 1.65%, sedangkan untuk injeksi CO₂ secara kontinu diperoleh peningkatan perolehan minyak sebesar 4.5%.



Gambar 10
Kurva penentuan TTM lapangan minyak-LMB.

Tabel 4
Peningkatan perolehan minyak dengan beberapa skenario injeksi

Skenario Injeksi	Peningkatan Perolehan Minyak (juta STB)	Peningkatan Perolehan, RF (%)	Injeksi CO ₂ Total (juta ton)	Penyimpanan CO ₂ (juta ton)	Injeksi CO ₂ /Produksi Minyak (ton/bbl)
Injeksi Air	0.46	1.67%	-	-	0
Injeksi CO ₂ Kontinu	1.23	4.50%	2.85	0.058	2.21
WAG 1:1	1.02	3.75%	1.66	0.01	1.63
WAG 2:1	1.12	4.09%	2.11	0.026	1.89

D. Integritas Sumur

Integritas sumur injeksi CO₂ dapat menjamin tidak adanya kebocoran CO₂ secara vertikal di sepanjang sumur dan sekelilingnya sehingga tidak memungkinkan CO₂ untuk lepas ke udara bebas, baik pada saat injeksi maupun setelah sumur ditinggalkan.

Adapun potensi jalur kebocoran dari sumur Injeksi CO₂ adalah (Nygaard, 2004):

- Korosi pada *tubing*
- Korosi pada *packer*
- Korosi pada *casing*
- Antara *casing* dan semen
- Kerusakan Semen
- Antara Semen dan Formasi
- Semen *plug*
- Antara semen dan bagian dalam *casing*

Setiap sumur injeksi hendaknya telah lulus uji integritas mekanik internal yaitu tidak ada kebocoran melalui *tubing* dan *casing*, serta uji dan analisa integritas *external* yaitu seluruh fluida yang diinjeksikan memasuki lapisan yang dituju dan tidak ada kebocoran melalui dinding luar *casing* akibat penyemenan yang kurang sempurna atau *channeling*. Mengingat hal tersebut diatas, maka dalam kaitannya dengan integritas sumur pada sumur-sumur yang akan dikonversikan menjadi sumur injeksi CO₂ perlu dilakukan langkah-langkah berikut:

1. Evaluasi Kondisi Sumur secara detail

- Inspeksi *casing* dengan menggunakan *caliper log*
- Uji tekanan untuk mengetahui kebocoran *casing*
- Uji CBL (*Cement Bond Log*)
- Spesifikasi *Casing* khususnya *Burst & Colapse Pressure*
- Sejarah problem mekanis sumur

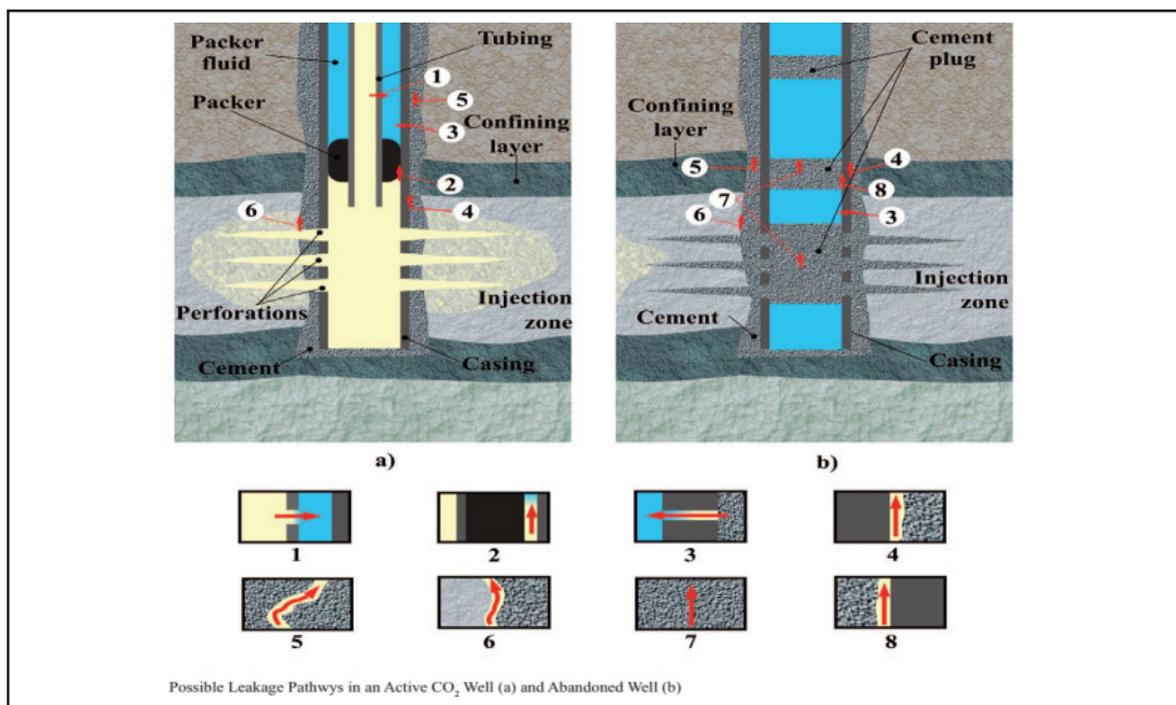
2. Remediasi yang diperlukan

- *Squeeze cementing*
- Reperforasi

3. Merancang ulang kompleksi dan *wellhead* dengan menggunakan material yang tahan korosi

Gambar 5 menunjukkan lokasi yang berpotensi adanya kebocoran CO₂ pada saat injeksi ataupun setelah ditinggalkan.

Pada umumnya *casing* yang digunakan adalah *Casing 7" N80/K55;26/23*, yang berbahan *carbon steel*. Manakala tidak terlindungi dengan baik material akan terkorosi pada saat kontak dengan air formasi dengan kadar CO₂ tinggi. Proses korosi terutama akan terjadi saat sumur telah ditinggalkan, dimana konsentrasi CO₂ yang tinggi mengakibatkan turunnya pH air formasi menjadi asam. Hal ini dapat diatasi dengan menggunakan metoda kimiawi guna mencegah terjadinya kebocoran pada saat sumur



Gambar 11

Jalur potensi *leakage* pada sumur injeksi CO₂ dan setelah *abandon* (Meimurec dkk., 2017).

ditinggalkan. Sebelum sumur sumur kandidat dikonversikan menjadi sumur injeksi CO₂, perlu dipastikan integritas sumur saat dibawah tekanan. Meskipun tidak ada kebocoran pada saat produksi, bukan tidak mungkin sumur bocor pada saat difungsikan sebagai sumur injeksi. Untuk itu perlu dilakukan uji tekanan sebelum dilakukan injeksi CO₂.

E. Penangkapan CO₂

Ada tiga pilihan teknologi utama untuk menangkap CO₂ dari pembangkit listrik berbahan bakar fosil, yaitu: (i) pasca pembakaran (CO₂ dipisahkan dari gas buang); (ii) pembakaran *oxy-fuel* (menggunakan oksigen hampir murni untuk pembakaran bahan bakar, kemudian CO₂ dihilangkan dari gas yang dihasilkan, yang dibentuk terutama dari uap air dan CO₂); dan (iii) pra pembakaran (CO₂ dihilangkan dari bahan bakar sebelum pembakaran).

Terdapat beberapa teknologi penangkapan CO₂, salah satunya adalah dengan menggunakan pelarut kimia. Penggunaan pelarut kimia lebih disukai sebagai metode penangkapan CO₂ pada aliran gas buang dari *post combustion* yang kandungan konsentrasi gas CO₂-nya rendah. Pelarut yang biasa digunakan adalah *Ethanolamine*/Kelompok Amina (MEA, DEA, MDEA, etc.) dan *Potassium carbonate*/Kelompok Karbonat (Kentish, dkk., 2010).

F. Transportasi Gas CO₂

Transportasi CO₂ merupakan salah satu komponen penting dalam kegiatan CCS-EOR. Transportasi CO₂ mengangkut/mentransportasikan CO₂ dari sumber CO₂ ke sumur injeksi. Moda transportasi CO₂ bergantung pada kapasitas, jarak, kondisi geografis serta kelayakan ekonomi. Teknologi transportasi CO₂ menggunakan pipa sudah sangat *proven* dan telah

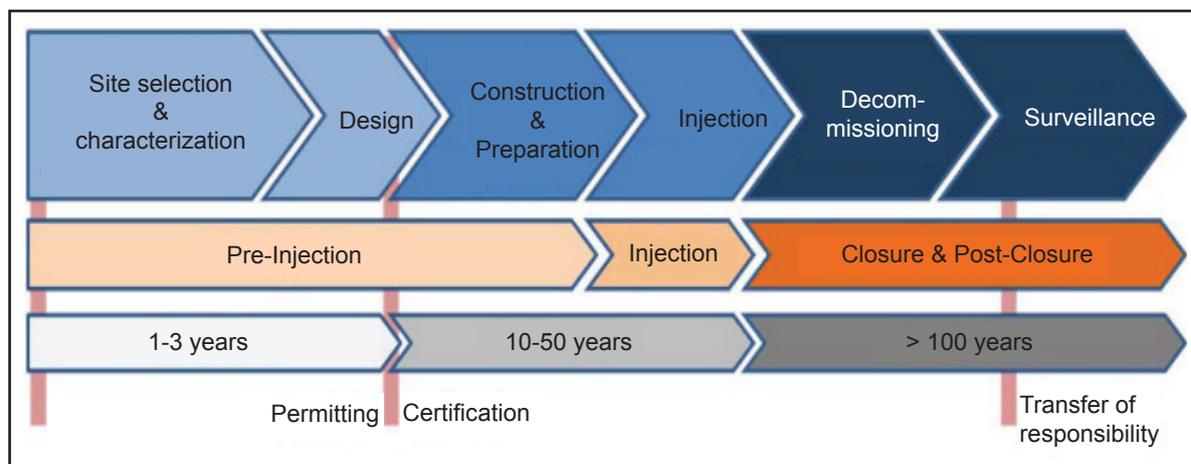
digunakan di beberapa negara terutama Amerika Serikat dan Kanada. Panjang jaringan pipa CO₂ yang ada di dunia saat ini mencapai 3100 km dengan kapasitas total 44.7 juta ton/tahun. Untuk mendesain pipa CO₂ perlu mempertimbangkan beberapa faktor fisik dan lingkungan.

Transportasi menggunakan truk relatif membutuhkan proses yang lebih kompleks karena CO₂ yang diangkut harus pada kondisi cair. Selain membutuhkan unit pencairan CO₂, diperlukan pula tangki penyimpanan CO₂ (*intermediate storage*) baik di lokasi sumber CO₂ maupun di lokasi sumur injeksi. Selain itu, CO₂ harus dipanaskan terlebih dahulu sebelum diinjeksikan agar berada pada fasa super kritis.

Pada kajian ini dengan jarak 50km dan kebutuhan hanya untuk pilot injeksi CO₂ hanya sekitar 50 sampai dengan 75ton per hari, maka tranportasi CO₂ dapat dilakukan baik menggunakan pipa maupun truk. Apabila digunakan truk maka akan mengikuti rute jalan sepanjang jalur pipa eksisting karena rute pipa eksisting berada sepanjang pinggir jalan. Apabila kapasitas injeksi CO₂ naik menjadi 150 ton/hari maka pengiriman CO₂ dilakukan dengan pipa.

G. Monitoring

Kegiatan monitoring ini akan memberikan informasi mengenai data kuantitas dari gas CO₂ yang terinjeksi di dalam reservoir dan kepastian akan tidak terjadinya kebocoran gas CO₂ pada daerah sekitar injeksi. Kegiatan monitoring juga termasuk dalam tahapan penangkapan/*capture* dan transportasi gas CO₂ dari sumber */source* menuju tempat target injeksi. Proses ini memerlukan perencanaan dan pengawasan yang baik dalam setiap tahapan operasional, ketika terjadi insiden/kecelakaan dan



Gambar 12
Fase waktu kegiatan monitoring injeksi gas CO₂.

juga setelah proses injeksi dihentikan /penutupan lokasi injeksi. Oleh karena itu, proses monitoring pada injeksi gas CO₂-EOR merupakan proses yang berkelanjutan dan menjadi kunci penting dalam pengambilan keputusan keberlanjutan proses injeksi. Kegiatan monitoring harus memberikan perhatian khusus terhadap segala kemungkinan terjadinya kebocoran gas CO₂ pada area sekitar fasilitas injeksi, *spill point*, rekahan/sesar tanah dan di sumur-sumur produksi maupun injeksi.

Pada kegiatan monitoring injeksi gas CO₂ secara *timeline* dapat dibagi menjadi tiga fase, yaitu pre-injeksi, injeksi dan pra-injeksi. Pembagian fase ini juga berpengaruh terhadap biaya dan intensitas proses monitoring. Berikut adalah ilustrasi Gambar 12 fase kegiatan monitoring injeksi gas CO₂ (Benson, 2007).

KESIMPULAN DAN SARAN

Emisi CO₂ yang besar dari aktivitas pembakaran bahan bakar fosil akan menyebabkan terjadinya Gas Rumah Kaca dan pemanasan Global. CCS dan CCUS merupakan teknologi yang sangat vital untuk terlaksananya dekarbonisasi atau emisi nol.

CCS merupakan teknologi penyimpanan CO₂ pada formasi geologi yang merupakan *cost centre*, sedangkan CCUS dapat menguntungkan karena adanya peningkatan produksi minyak. Penerapan CCUS di Indonesia sangat potensial, karena banyak lapangan tua dan sumber CO₂ yang belum dimanfaatkan. Hasil simulasi reservoir menunjukkan hasil peningkatan perolehan minyak dan penyimpanan CO₂ yang paling optimal pada scenario injeksi CO₂ secara kontinu sebesar 4,5% dari IOIP, dan mampu menyimpan CO₂ secara permanen sebesar 58.13 ribu ton. Untuk injeksi EOR CO₂ ke dalam lapisan reservoir diperlukan beberapa kondisi yang perlu diperhatikan yaitu menyangkut kemenerusan lapisan, sifat properti batuan, bentuk struktur serta kompartemen-kompartemen akibat pegasar. Secara prinsip diperlukan suatu kondisi tertentu dimana laju alir fluida CO₂ injeksi mengalir di dalam reservoir tanpa hambatan sehingga dapat meningkatkan produksi.

Integrasi sumur, penangkapan CO₂, transportasi CO₂ dan monitoring merupakan proses yang integral dengan CCUS yang perlu mendapatkan perhatian secara intensif. Disarankan dalam waktu dekat dapat dilakukan pilot CCUS di Indonesia dengan melibatkan para ahli baik dari dalam negeri maupun luar negeri. Perlunya peraturan yang lebih menunjang

pelaksanaan CCUS, dengan adanya insentif EOR dan penurunan emisi CO₂.

DAFTAR ISTILAH/SINGKATAN

Simbol	Definisi	Satuan
CCS	Carbon Capture and Storage	
CCUS	Carbon Capture Utilization and Storage	
EOR	Enhanced Oil Recovery	
WAG	Water Alternating Gas	
GRK	Gas Rumah Kaca	
BAU	Business as Usual	
CDM	Clean Development Mechanism	
PLTU	Pembangkit Listrik Tenaga Uap	
GHC	Green House Gas	

KEPUSTAKAAN

- Asian Development Bank Report**, 2019, "Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery in Indonesia, An Assessment of its Role in a Carbon Capture and Storage Pathway.
- Bahan Presntasi Kerjasama Lemigas-Mitsubishi Heavy Industries, Ltd.- Nissho Iwai Corporation**, 2003.
- Benson, S. M.**, 2007. Monitoring geological storage of Carbon dioxide, carbon capture and geological sequestration: integrating technology, monitoring and regulation. In: E.J. Wilson and D. Gerard (Eds.) Blackwell Scientific Publishing, Ames, Iowa, Chapter 4.
- Doust, H., Noble, R.A.**, **Petroleum systems of Indonesia, Marine and Petroleum Geology 25** (2008) 103–129.
- Hendraningrat, L., (Auroris Energy), M.R. Lasahido (SKK Migas), , A. Ardjuna (SKK Migas), A. Misund (Auroris Energy), W.Y. Cheng (Auroris Energy)**, 2018, "Developing First Nano-EOR Project in Indonesia: Opportunities and Challenges" 80th EAGE Conference & Exhibition 2018, 11-14 June 2018, Copenhagen, Denmark
- <http://ditjenppi.menlhk.go.id/berita-ppi/3150-kontribusi-penurunan-emisi-grk-nasional,-menujundc-2030.html>

- <http://dlhk.jogjaprovo.go.id/mengenal-lebih-dekat-gas-rumah-kaca>
- <https://www.iogp.org/bookstore/product/map-of-global-ccs-projects/>
- https://www.researchgate.net/figure/CCS-large-scale-facilities-in-operation-and-construction-by-industry-and-operations-start_fig6_326424155
- Cho. J. , Jeong, M.S. , Lee, Y.W. , Lee, H.S. and Lee, K.S.**, 2020, Techno-economic analysis of intermediate hydrocarbon injection on coupled CO₂ storage and enhanced oil recovery, *Energy Exploration & Exploitation* 0(0) 1–19 The Author(s) 2020 DOI: 10.1177/0144598720927078 journals.sagepub.com/home/eea
- Kentish, S.**, (2010). *Capture Technologies: Solvents*. Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO₂CRC). Brisbane. Australia.
- Kerjasama Lemigas-Japex-Sijitz**, 2017. Technical Specification for Provision of Work on Study for CCUS (CO₂-EOR) projects development in the South Sumatra region on the Republic of Indonesia under Joint Crediting Mechanism (JCM).
- Liu, dkk.**, **Worldwide Status of CCUS Technologies and Their Development and Challenges in China**. Agustus 2017. <https://www.hindawi.com/journals/geofluids/2017/6126505/>.
- Me-imurec, N.G., Mavar, K.V.**, 2017, Depleted hydrocarbon reservoirs and CO₂ injection wells – CO₂ leakage assessment, *The Mining-Geology-Petroleum Engineering Bulletin*, UDC: 553.9:622.8, DOI: 10.17794/rgn.2017.2.3.
- Nygaard, R.**, 2004, Well Design and Well Integrity WABAMUN AREA CO₂ SEQUESTRATION PROJECT (WASP)
- Oil Sands Magazine**, May 2015, Why Carbon Cap-And-Trade Would Kill Future Oil Sands Growth, *Economy & Politics* (<https://www.oilsandsmagazine.com/news/2015/5/22/why-carbon-cap-and-trade-would-kill-future-oil-sands-growth>)
- Pasarai, U., Saputra, DDSM., and Firdaus, N.**, (2021), Source Sink Matching for Field Scale CCUS CO₂-EOR Application in Indonesia, *Scientific Contributions Oil & Gas*, Vol. 44. No. 2, August 2021: 97 – 106.
- Sugihardjo, Usman, Tobing EML.**, (2012), Preliminary Carbon Utilization and Storage Screening of Oil Fields in South Sumatra Basin. *Scientific Contributions Oil & Gas*, Volume 35, Number 2, September 2012. ISSN: 2089-3361. LEMIGAS Research and Development for Oil and Gas Technology
- Sule, R., dkk.**, **Gundih CCS pilot project: Current status of the first carbon capture and storage project in South and Southeast Asia regions**, *ghgt-14*, 21-25 October 2018, Melbourne, Australia.
- Taber J.J., Martin F.D., Seright, R.S.**,: “EOR Screening Criteria Revisited-Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects”, *SPE Reservoir Engineering*, Agustus 1997, hal 189-198.
- Taber J.J., Martin F.D., Seright, R.S.**,: “EOR Screening Criteria Revisited-Part 2: Applications and Impact of Oil Prices”, *SPE Reservoir Engineering*, Agustus 1997, hal 199-205.
- Technical Report No. 2009-12**, CO₂ Storage in Depleted Oilfields: Global Application Criteria for Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery, Green House Gas R & D Programmed IEA.