



Penyaringan dan Peringkat Cekungan Kalimantan Timur serta Potensinya untuk Implementasi CCUS

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:
12 Oktober 2021
Diterima setelah
perbaikan:
10 Desember 2021
Disetujui terbit:
30 Desember 2021

Kata Kunci:

Emisi CO₂
CCUS
CCS
Kalimantan Timur
Peningkatan Perolehan
Minyak

ABSTRAK

CCUS dan CCS merupakan teknologi yang dapat diimplementasikan untuk mencapai target penurunan emisi Gas Rumah Kaca dan menghambat kenaikan suhu bumi antara 1,50°C sampai 2°C. Kedua teknologi tersebut dapat menurunkan emisi Gas Rumah Kaca secara masif dibandingkan teknologi lainnya. Keuntungan implementasi teknologi CCS dibandingkan CCUS, CCS hanya berguna untuk menyimpan CO₂ sedangkan CCUS selain untuk menyimpan CO₂ dapat menaikkan produksi minyak dengan proses injeksi CO₂-EOR. Sebagai penelitian awal, telah dilakukan penyaringan dan pemeringkatan cekungan sedimen Indonesia terutama dari yang telah diketahui sekitar 60 cekungan sedimen (Sunarjanto, 2008) berdasarkan metode Bachu 2003. Dari penelitian tersebut diperoleh hasil dengan peringkat tiga besar adalah: cekungan sedimen Kutai, Sumatera Selatan, dan Sumatera Tengah. Kemudian dilakukan penelitian laboratorium dengan dua lapangan target yang lokasinya dekat dengan sumber CO₂, yaitu lapangan Ak dan St. Dari uji laboratorium injeksi CO₂-EOR pada dua lapangan terpilih menunjukkan hasil yang sangat potensial untuk meningkatkan perolehan minyak. Kemudian prediksi kebutuhan CO₂ dan kenaikan peningkatan perolehan minyak juga menunjukkan hasil yang cukup baik. Namun hasil ini perlu dikaji lebih dalam pada studi lapangan lebih lanjut. Source sink matching untuk kedua lapangan At dan St dapat digunakan sumber CO₂ yang utama dari Kilang LNG Badak dan Kilang Unit-V Balikpapan. CO₂ dari sumber kilang tidak perlu biaya pemasangan alat untuk pemisahan CO₂ dan mempunyai jarak hanya sekitar 50 km.

ABSTRACT

CCUS and CCS are the only technologies that have to be implemented to achieve the target of lowering greenhouse gases and inhibiting the rise of the earth's temperature below 1.50°C to 2°C. Both technologies can massively degrade greenhouse gases compared to other technologies. The advantage of CCS technology compared to CCUS, CCS is only useful for storing CO₂ while CCUS in addition to storing CO₂ can increase oil production with CO₂-EOR injection process. As a preliminary study, screening and ranking of Indonesian sediment basins has been conducted, especially those known to be around 60 sedimentary basins (Sunarjanto, 2008) based on Bachu method, 2003. So obtained results with the top three rankings are: sedimentary basins of Kutai, South Sumatra, and Central Sumatra. Then conducted laboratory research with two target fields that are located close to the source of CO₂, namely At and St fields. The results of CO₂-EOR injection laboratory tests from two selected fields

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

show great potential to increase additional oil recovery. Further predictions of CO₂ needs and increased oil recovery also showed quite good results. But these results need to be examined more deeply in further field studies. Source sink matching for both At and St fields can be used as the main source of CO₂ from Badak LNG Refinery and Unit-V Balikpapan Refinery. CO₂ from the refinery source does not need the cost of installing for CO₂ separation equipment and the distance is also only about 50 km.

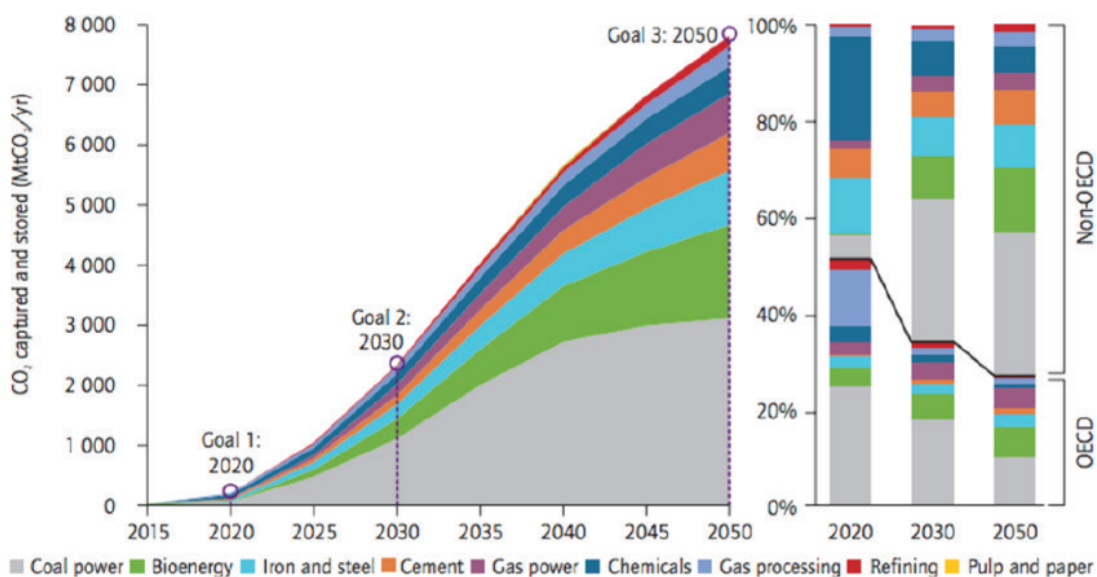
© LPMGB - 2021

PENDAHULUAN

CCUS-Carbon Capture Utilization and Storage adalah suatu konsep mitigasi efek Gas Rumah Kaca-GRK (*Green House Gas-GHG*) dari emisi CO₂ yang ditimbulkan dari pembakaran bahan bakar fosil, dan sekaligus digunakan untuk peningkatan produksi minyak dengan menerapkan teknologi *Enhanced oil recovery* (EOR). Keuntungan dari CCUS dibandingkan CCS (*Carbon Capture and Storage*) adalah dapat 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 penerapan CCS, karena CCUS dapat memberikan keuntungan ganda peningkatan produksi minyak dan penyimpanan CO₂ pada lapisan minyak yang sudah depleted. Dengan demikian CO₂ yang telah ditangkap dapat dijual atau digunakan untuk EOR (Ferguson, dkk., 2009).

CCUS dan CCS merupakan teknologi yang dapat menyimpan CO₂ secara masif dan berskala

besar, sehingga implementasi metode ini harus dilaksanakan untuk dapat menghambat kenaikan suhu bumi maksimum 1.5 sampai dengan 2 °C. Perjanjian Paris adalah perjanjian internasional yang mengikat secara hukum tentang perubahan iklim. Perjanjian ini diadopsi oleh 196 Negara dalam COP 21 di Paris, pada tanggal 12 Desember 2015 dan mulai berlaku pada tanggal 4 November 2016. Tujuannya adalah untuk membatasi pemanasan global hingga jauh di bawah 2, dan lebih diharapkan hanya 1,5 derajat Celcius, dibandingkan dengan tingkat pra-industri (<https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement><https://www.carbonbrief.org/two-degrees-the-history-of-climate-changes-speed-limit>). Sehingga untuk mencapai target tersebut maka implemetasi CCS dan CCUS menjadi sangat penting, Gambar 1 menunjukkan program implementasi CCS sampai akhir tahun 2050 untuk mencapai target tersebut (<http://www.ccsassociation.org/new-about-ccs/ccs-projects>).



Gambar 1
Target pemisahan dan Penyimpanan CO₂ (<http://www.ccsassociation.org/new-about-ccs/ccs-projects>).

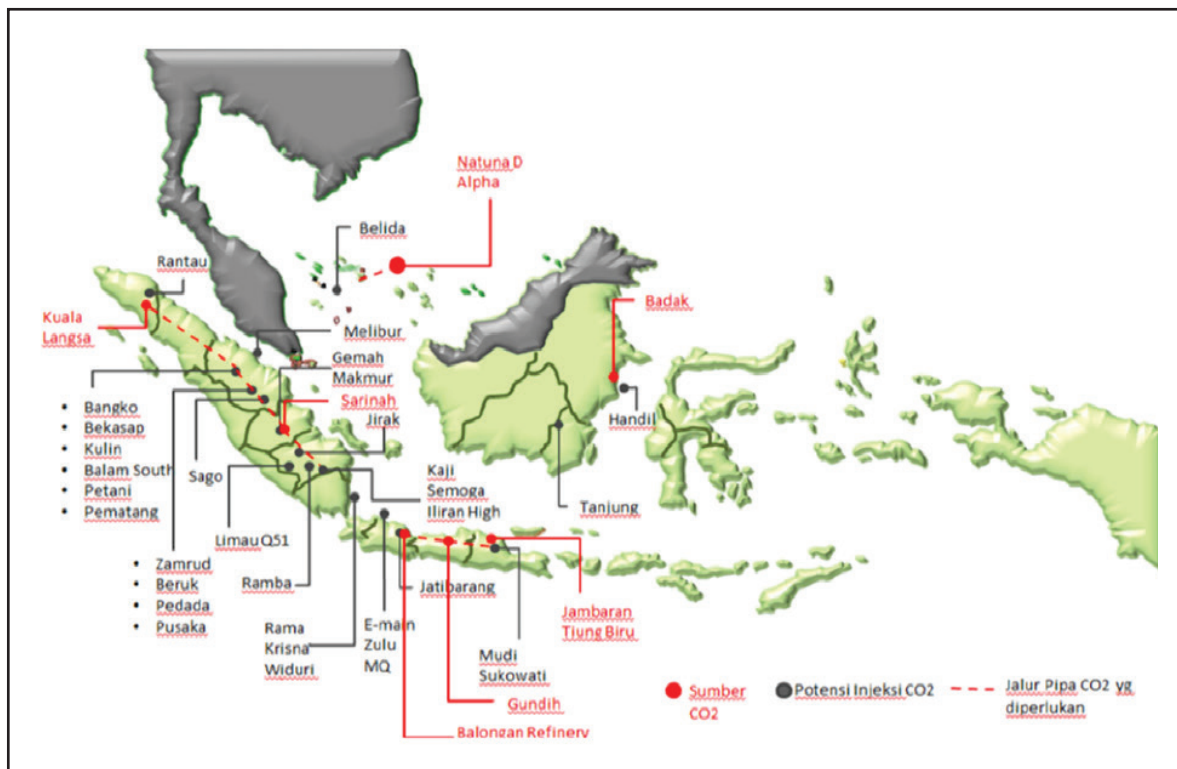
Pada akhir 2016, berdasarkan statistik Status Global 2016, ada 38 proyek CCS dan CCUS skala besar yang beroperasi atau sedang dibangun dan direncanakan. Di antaranya, 17 proyek berlokasi di Amerika Utara (12 proyek di Amerika Serikat dan 5 di Kanada); 12 proyek di Asia (8 di Cina, 2 di Korea Selatan, 1 di Arab Saudi, dan 1 di Uni Emirat Arab), 5 di Eropa (2 di Norwegia, 2 di Inggris, dan 1 di Belanda), 3 di Australia, dan 1 di Brasil. Di antara 15 proyek yang beroperasi, 12 proyek terkait dengan CO₂-EOR dan 3 proyek lainnya adalah penyimpanan CO₂ murni. Ada 66 proyek CCS dan CCUS skala percontohan di mana 22 di antaranya beroperasi, 5 sedang dibangun, 5 pada tahap perencanaan, dan 34 baru saja selesai. Di antara 70 proyek CCUS rekayasa skala pilot di seluruh dunia, berdasarkan distribusi wilayah atau negara, 22 terletak di Amerika Utara, 1 di Amerika Selatan, 22 di Eropa, 20 di Asia, 4 di Australia, dan 1 di Afrika Selatan (Liu, dkk., 2017). Sedangkan di Indonesia proyek pilot CCUS belum dilaksanakan, kecuali pilot CCS akan dilaksanakan di Lapangan Gundih.

Selanjutnya untuk dapat mengimplementasikan CCUS-injeksi EOR pada tahap awal harus dilakukan screening reservoir agar memenuhi kriteria untuk dilakukan injeksi CO₂ dan dilanjutkan dengan studi

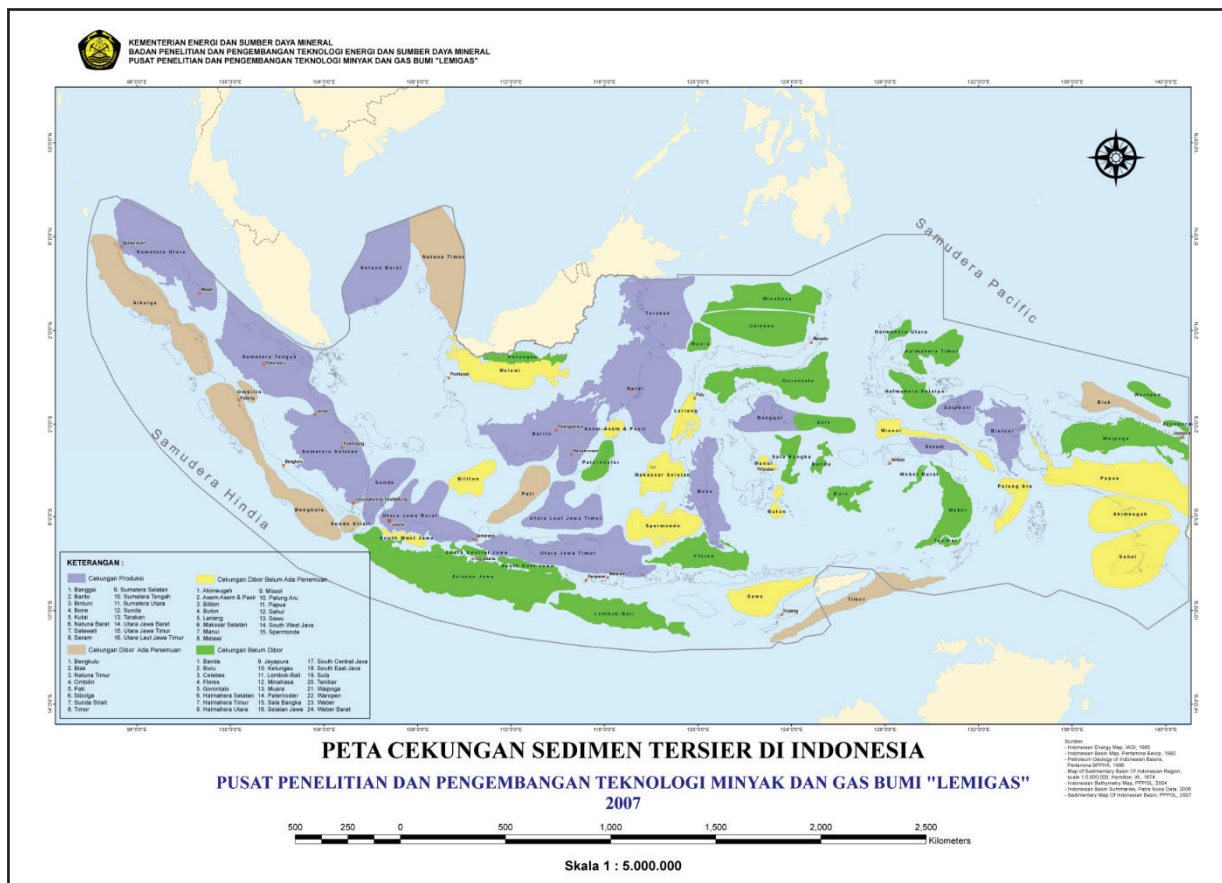
laboratorium yang detail untuk mengetahui sifat sifat fisik fluida reservoir dan peningkatan perolahan minyak yang bisa diproduksi pada tahap tersier (Sugihardjo, 2012). Kemudian, dilakukan studi simulasi reservoir yang mencakup skala pilot hanya dari beberapa pattern dan juga skala penuh. Apabila implementasi pada skala pilot cukup sukses dan seterusnya, maka dapat dilakukan pada skala penuh.

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, karena banyak lapangan minyak yang sudah *depleted*, dan ditunjang juga banyak sumber CO₂ yang belum dimanfaatkan. Gambar 2 adalah lapangan minyak yang sudah *depleted* yang mempunyai potensi untuk ditingkatkan produksinya dengan teknologi CO₂-EOR.

Indonesia memiliki banyak cekungan sedimen, diantaranya terdapat 60 cekungan sedimen yang sudah terbukti sampai saat ini. Cekungan sedimen tersebut mengandung reservoir minyak dan gas yang sudah dieksploitasi cukup lama, sehingga cekungan tersebut mempunyai kapasitas yang dapat digunakan sebagai media penyimpanan emisi CO₂. Beberapa



Gambar 2
Lapangan minyak *depleted* berpotensi EOR (LEMIGAS,
Laporan akhir studi Studi evaluasi dan Review rencana implementasi kegiatan CO₂-EOR, 2017).



Gambar 3
 Cekungan sedimen Indonesia (Sunarjanto, dkk., 2008).

cekungan terdapat reservoir minyak yang sudah turun tekanannya dan juga produksi minyaknya. Implementasi injeksi CO₂-EOR mempunyai harapan untuk dapat meningkatkan produksi minyak, disamping dapat untuk menyimpan CO₂.

Gambar 3 menunjukkan keberadaan 60 cekungan sedimen di Indonesia dan ada lebih dari seratus Wilayah Kerja Migas. Dari peta (Gambar 3) tersebut ditunjukkan daerah cekungan dengan produksi minyak yang merupakan kandidat potensial untuk injeksi CO₂-EOR, selain itu juga lokasi sumber CO₂ akan menjadi pertimbangan penting lainnya. Dalam pandangan geologis, cekungan yang termasuk dalam daerah cekungan busur belakang memiliki aktivitas seismik yang relatif stabil hingga rendah (Sunarjanto, dkk., 2008).

Keberhasilan penyimpanan CO₂-EOR tergantung pada pasangan *sources and sink* yang sesuai. Sumber CO₂ yang baik mampu memasok CO₂ konstan ke reservoir penyimpanan dalam periode tertentu dan juga memiliki injektivitas sesuai dengan tingkat pasokan CO₂ dan kapasitas penyimpanan yang

cukup (Bradshaw, dkk., 2007; Grant, 2013). Proses kesesuaian *source and sink* melibatkan analisis pencocokan permintaan dan pasokan CO₂ di mana karakteristik CO₂ yang dihasilkan dari sumber industri cocok dengan properti reservoir. Beberapa faktor yang mempengaruhi kesesuaian *source and sink* adalah konten CO₂, laju aliran, jenis sumber, suhu sumber, tekanan sumber, tekanan formasi dan tekanan rekah (Bachu, 2003). Kesesuaian *source and sink* dapat menjadikan potensi proyek pilot penyimpanan CO₂-EOR yang dapat dirancang untuk menemukan jalur biaya paling murah (Iskandar, dkk., 2012). Untuk meningkatkan produksi minyak melalui CO₂-EOR, karakteristik fluida dan reservoir menjadi faktor yang penting untuk diintegrasikan dalam proses *screening and ranking*.

Pada studi ini telah dilakukan *screening and ranking* cekungan sedimen di Indonesia yang melibatkan 60 cekungan, yang mempunyai potensi untuk diterapkannya CCUS. Kemudian, dilakukan evaluasi potensi CCUS di Cekungan Kutai yang berlokasi di Kalimantan Timur ditetapkan sebagai cekungan yang mempunyai potensi besar untuk

implementasi CCUS. Dengan harapan dapat dilakukan penyimpanan CO₂ serta menaikkan produksi minyak dengan injeksi CO₂-EOR.

Cekungan Kutai memiliki luas sekitar 43.680 kilometer persegi, merupakan salah satu cekungan tersier terbesar dan terdalam di Indonesia. Secara geografis, cekungan Kutai terletak di bagian timur Pulau Kalimantan pada koordinat 103° LU - 2° LS, dan 113° - 118° BT. Cekungan Kutai merupakan cekungan potensial minyak dan gas bumi, karena memiliki aspek geologi dan paleogeografi yang sangat mendukung terbentuknya minyak dan gas bumi tersebut. Hasil analisis menggunakan aplikasi Sistem Informasi Geografi, tercatat wilayah blok migas untuk usulan pengembangan Cekungan Kutai seluas 5.425 Kilometer persegi (Sunarjanto, dkk. 2014).

BAHAN DAN METODE

Metodologi yang digunakan pada penelitian ini meliputi integrasi dari beberapa metode yaitu: *screening and ranking* cekungan di Indonesia, Uji laboratorium penentuan TTM (Tekanan Tercampur Minimal) dan observasi lapangan.

Screening dan ranking cekungan dibuat berdasarkan modifikasi dari metode Bachu (2003) yang telah diadopsi oleh Iskandar (2012) untuk

penentuan *screening* dan *ranking* cekungan di Indonesia untuk CCS. Pada penelitian ini telah dilakukan modifikasi metode yang digunakan Iskandar (2012) dengan menambahkan kriteria keberadaan sumber CO₂ tidak jauh dari lokasi yang mempunyai potensi hidrokarbon.

Setelah dilakukan perhitungan statistik *screening* dan *ranking* dari cekungan di Indonesia dan terpilih potensi cekungan untuk implementasi EOR, yaitu Cekungan sedimen Kalimantan Timur. Maka, dipilih beberapa lapangan untuk diambil percontohan minyaknya dan dilakukan uji laboratorium dalam penentuan TTM.

Selanjutnya, observasi lapangan dilakukan untuk menentukan sumber CO₂ di Kalimantan Timur dan melakukan perkiraan jarak antara sumber CO₂ dan lapangan potensi injeksi CO₂ (*source and sink matching*)

A. Peningkatan Cekungan Sedimen

Lima atribut sederhana dapat digunakan untuk memilah penyimpanan geologis prospektif. Pertama, (1) total volume ruang pori formasi untuk penyimpanan CO₂ (yaitu kapasitas), (2) aksesibilitas ruang pori di lokasi penyimpanan terhadap CO₂ (yaitu permeabilitas atau injektivitas), (3) kemampuan penyimpanan lokasi untuk menahan CO₂ setelah CO₂ telah diinjeksikan (yaitu penahanan), (4) perlindungan sumber daya lain dari kontaminasi, dan (5) biaya dari keseluruhan proses: penangkapan

Table 1
Kriteria penyaringan cekungan untuk penyimpanan CO₂-EOR (modifikasi Bachu, 2003)

No.	Kriteria	Potensi CCUS Meningkat				
		Kelas				
		1	2	3	4	5
1	Darat/Lepas Pantai	Laut dalam	Laut dangkal	Darat		
2	Panas Bumi	Hangat (>400c/km)	Moderat	Dingin (<300c/km)		
3	Kematangan	Belum dieksplorasi	Sudah dieksplorasi	Pengembangan	Produksi	
4	Intensitas Patahan	Patahan dan rekahan luas	Patahan dan rekahan moderat	Patahan dan rekahan terbatas		
5	Tatakan Tektonik	Busur muka	Busur belakang	Paparan	Delta	Lembah Torehan
6	Kedalaman (meter)	Dangkal (<1,500m)	Menengah (1,500-3500m)	Dalam (>3,500m)		
7	Ukuran	Kecil	Menengah	Besar	Raksasa	
8	Potensi Hidrokarbon	Tidak ada	Kecil	Menengah	Besar	Raksasa
9	Aksesibilitas	Tidak ada akses	Sulit	Baik	Mudah	
10	Infrastruktur	Tidak ada	Kecil	Moderat	Baik	
11	Sumber CO ₂	None	Minor	Moderat	Banyak	

Table 2
 Nilai dan Pembobotan pada Kriteria dan Kelas (modifikasi Iskandar, 2008)

No	Kriteria	Nilai					Bobot
		Kelas					
		j=1	j=2	j=3	j=4	j=5	
i=1	Darat/Lepas pantai	1	4	10			0.15000
i=2	Panas bumi	1	3	7			0.05000
i=3	Kematangan	1	2	4	8		0.05000
i=4	Intensitas patahan	1	3	7			0.05000
i=5	Tatakan tektonik	1	8	10	13	15	0.05000
i=6	Kedalaman (meter)	1	3	5			0.10000
i=7	Ukuran	1	3	5	9		0.10000
i=8	Potensi hidrokarbon	1	3	7	13	21	0.20000
i=9	Aksesibilitas	1	3	6	10		0.05000
i=10	Infrastruktur	1	3	7	10		0.10000
i=11	Sumber CO ₂	1	3	7	10		0.10000

CO₂, transportasi dan penyimpanan (yaitu ekonomi). Sedangkan untuk penilaian kesesuaian skala regional harus mengidentifikasi wilayah mana yang “cocok secara umum”. Kriteria CCUS pada skala cekungan tidak jauh berbeda dengan penyimpanan CO₂ pada umumnya, namun dengan kriteria tambahan terkait dengan minyak yang dapat diproduksi dengan cadangan yang tersisa secara ekonomis dan karakteristik reservoir minyak yang sesuai untuk CO₂-EOR, serta sumber CO₂ yang tersedia cukup memadai.

Metode menentukan kriteria dan kelas pada penelitian ini mengacu pada Bachu (2003) dan Iskandar (2012). Tabel 1 menunjukkan versi modifikasi dari kriteria skala cekungan untuk penyimpanan CO₂ yang dikembangkan oleh Bachu (2003) yang telah secara khusus disesuaikan dengan cekungan sedimen Indonesia. Untuk setiap kriteria, kelas disusun dari yang paling tidak menguntungkan hingga paling menguntungkan dari kiri ke kanan di seluruh tabel meningkatkan potensi penyimpanan CO₂ (Iskandar, 2008). Kemudian ditambah dengan kriteria sumber CO₂ untuk kasus CCUS. Kriteria cekungan tersebut meliputi: Darat/Lepas Pantai, Panas Bumi, Kematangan, Intensitas Patahan, Tatanan Tektonik, Kedalaman (meter), Ukuran, Potensi Hidrokarbon, Aksesibilitas, Infrastruktur, dan Sumber CO₂.

Perhitungan selanjutnya dilakukan dengan menerapkan nilai (*scoring*), kelas, dan bobot

mengacu pada Iskandar (2012) dengan melakukan modifikasi untuk keperluan CCUS dibandingkan hanya untuk kepentingan CCS saja. Pada Tabel 2 ditunjukkan penerapan nilai, kelas, dan pembobotan.

Dengan menggunakan Tabel 1 dan Tabel 2 selanjutnya dilakukan perhitungan statistik untuk menentukan besaran nilai masing masing cekungan dengan mengacu pada 11 kriteria diatas. Setelah proses penilaian semua cekungan tersebut selesai dilakukan, kemudian dilakukan pembuatan peringkat dari 60 cekungan tersebut.

B. Penyaringan CO₂-EOR

Reservoir yang sesuai untuk implementasi metode EOR yang menggunakan injeksi CO₂ memiliki berbagai tingkat kesesuaian, bergantung pada sifat sifat reservoir dan karakteristik minyaknya. Kisaran sifat reservoir dan fluida yang sesuai untuk CO₂ injeksi secara *miscible* cukup lebar; namun, reservoir yang ideal harus memiliki kriteria sebagai berikut:

- API gravitasi minyak >22° (minyak ringan dengan densitas <900 kg /m³),
- Saturasi minyak >20%, tekanan reservoir >7.6 MPa dan idealnya 1.4 MPa (200 psi) lebih tinggi dari tekanan terbur minimal (TTM) pada saat injeksi CO₂,
- Porositas > 15% dan permeabilitas > 1 md (10-15 m²).
- Injeksi CO₂ dibawah tekanan terbur minimal

Tabel 3
Panduan penyaringan teknis untuk CO₂ - EOR (Taber, 1997)

Rekomendasi		Proyek sekarang
Minyak:		
API Gravity	>22	27 to 44
Viskositas, Cp	<10	0.3 to 6
Komposisi	Prosentasi komponen hidrokarbon menengah tinggi (terutama C5 to C12)	
Reservoir:		
Minyak awal	>5 MMbbl >10 sumur	
Saturasi minyak, %PV	>20	15 to 70
Formasi	Batu pasir atau karbonat dan relatif tipis, jika tidak miring	
Rata-rata permeabilitas untuk injeksi terbaur	Tidak kritis, jika laju injeksi dapat dipertahankan untuk pendesakan terbaur, kedalaman harus cukup besar untuk memungkinkan tekanan injeksi lebih besar dari TTM, yang meningkat dengan suhu dan untuk minyak yang lebih berat	
	Oil gravity, API	Kedalaman harus lebih dari (ft)
	>40	2500
	32 to 39.9	2800
	28 to 31.9	3300
	22 to 27.9	4000
	<22	Gagal terbaur, kemudian pilih tidak terbaur
Injeksi tidak terbaur	13 to 21.9	1800
(Peningkatan perolehan minyak rendah)	<13	semua reservoir tidak cocok pada semua kedalaman

jarang dilakukan; Namun demikian, hal ini telah diterapkan pada minyak berat dan sedang (10-25°API; densitas 900-1000 kg/m³) dan viskositas in-situ 100 hingga 1000 mPas (cp).

Jadi, beberapa reservoir minyak akan lebih cocok, karena lebih ekonomis dari pada yang lain untuk injeksi CO₂, dan reservoir ini harus dapat digunakan untuk penyimpanan CO₂. Tentu saja, peringkat akhir dan pilihan reservoir minyak untuk penyimpanan CO₂ juga bergantung pada kondisi ekstrinsik, seperti fasilitas permukaan, sumber dan biaya CO₂ dan pertimbangan ekonomi lainnya. Kriteria penyaringan reservoir yang cocok untuk injeksi CO₂-EOR dijelaskan dalam Tabel 3.

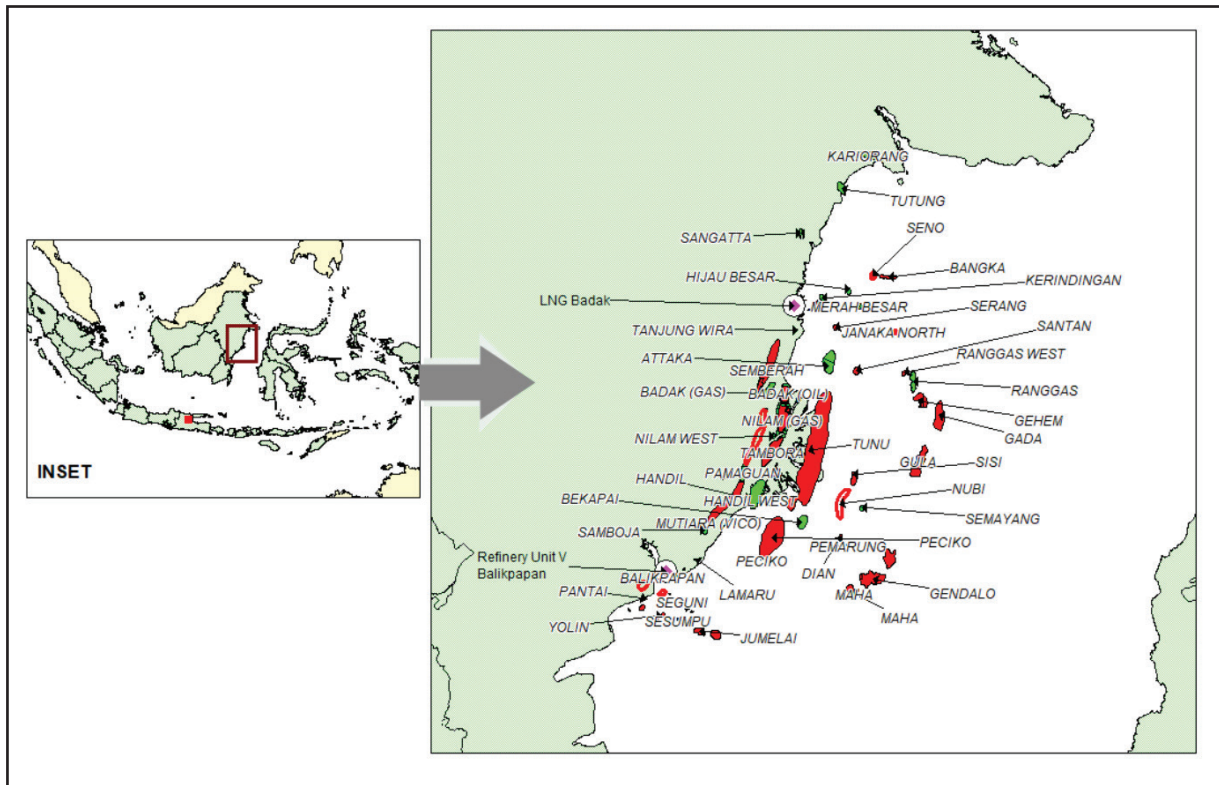
C. Evaluasi laboratorium

Setelah melakukan penyaringan reservoir yang cocok dengan injeksi CO₂ berdasarkan Tabel 3, maka dilakukan pengambilan percontoh fluida dari dua lapangan terpilih untuk ditentukan TTM nya dilaboratorium. Harga TTM ini sangat penting untuk menentukan injeksi CO₂ yang akan dilakukan, berada di bawah atau di atas TTM. Injeksi CO₂ dengan tekanan di atas TTM akan menghasilkan

peningkatan perolehan minyak yang optimal apabila dibandingkan dengan di bawah TTM.

Selanjutnya percobaan penentuan TTM dilakukan dengan menggunakan alat slim tube. Slim tube diisi penuh dengan fluida rekombinasi pada tekanan sesuai dengan tekanan injeksi yang dirancang diatas tekanan gelembung, kemudian dipanaskan sesuai dengan suhu reservoir. Setelah itu, CO₂ pada tekanan yang sama diinjeksikan ke dalam slim tube. Selama percobaan berlangsung tekanan, laju injeksi, produksi minyak dan gas dicatat pada setiap interval waktu. Injeksi gas dihentikan setelah mencapai 1.2 volume pori, kemudian dilakukan *blow down* dan *valve outlet* dibuka selebar-lebarnya. Kemudian percobaan diulangi dengan menaikkan tekanan injeksi secara bertahap sampai mencapai TTM. TTM adalah tekanan dimana dengan kenaikan tekanan injeksi tidak menambah produksi minyak secara signifikan.

Selanjutnya dilakukan *core flooding* untuk menentukan berapa besar peningkatan perolehan minyak dengan menggunakan batu inti. *Core flooding* dilakukan dengan menggunakan *core flooding rig*



Gambar 5
Lokasi lapangan minyak di Kalimantan Timur dan Kilang LNG Bontang (SKK MIGAS- PPPTMGB “LEMIGAS”, 2015. Laporan revitalisasi sumberdaya migas).

dengan parameter tekanan dan suhu masing masing reservoir. Injeksi CO₂ dilakukan setelah injeksi air pada awalnya maupun tanpa injeksi air. Demikian juga tekanan injeksi dapat dilakukan baik diatas tekanan TTM maupun dibawah untuk melihat berapa besar pengaruh tekanan injeksi terhadap peningkatan perolehan minyak.

D. Evaluasi lapangan

Pada tahap evaluasi lapangan dilakukan perhitungan jumlah CO₂ yang terdapat sumber CO₂ yang berdekatan dengan lapangan minyak di Kalimantan Timur. Sumber CO₂ yang utama adalah LPG plant Bontang dan Kilang Minyak Balikpapan. Gambar 5 meletak lapangan lapangan minyak di Kalimantan Timur dan sumber CO₂.

Jumlah CO₂ yang diproduksi dari sumber CO₂ diperoleh dari data yang dibuat pada laporan perusahaan. Kemudian jarak antara sumber CO₂ dengan lapangan minyak diprediksi berdasarkan data penginderaan jarak jauh dan dilakukan perhitungan dengan menggunakan software GIS (*Geographic Information System*).

HASIL DAN DISKUSI

A. Penyaringan dan Peringkat Cekungan

Dengan mengumpulkan data tentang kriteria di atas dan total skor setiap cekungan, maka cekungan yang berbeda dapat dibandingkan, dan diberi peringkat tingkat kesesuaiannya untuk penyimpanan CO₂-EOR. Hasil penelitian menunjukkan tidak semua cekungan sedimen cocok untuk penyimpanan CO₂-EOR. Cekungan Kutei, Sumatera Selatan dan Sumatera Tengah mempunyai nilai tertinggi sebagai peringkat tiga besar. Tabel 4 menunjukkan peringkat 60 cekungan sedimen yang diidentifikasi dalam hal kesesuaiannya untuk penyimpanan CO₂-EOR.

Karena Cekungan Kutei memiliki skor tertinggi, pemilihan lapangan minyak atau reservoir yang lebih rinci di cekungan ini perlu dilakukan. Ada empat ladang minyak besar di Cekungan Kutei (terletak di Kalimantan Timur) dan cocok untuk injeksi CO₂-EOR. Keempat lapangan tersebut adalah St, At, Bp dan Hd. Dan lokasi lapangan lapangan ini juga terletak di dekat pabrik LNG/LPG Bontang, kilang minyak Balikpapan serta pembangkit tenaga listrik

Penyarianan dan Peringkat Cekungan
Kalimantan Timur serta Potensinya untuk Implementasi CCUS (Sugihardjo)

Tabel 4
Peringkat cekungan untuk CCUS

No	Basin	Nilai	No	Basin	Nilai
1	Kutei	0.959	31	Sibolga	0.358
2	South Sumatra	0.892	32	Spermonde	0.353
3	Central Sumatra	0.875	33	Sahul	0.336
4	North West Java	0.812	34	Banggai	0.331
5	North East Java	0.795	35	Gorontalo	0.326
6	North Sumatra	0.752	36	Miosool	0.319
7	Tarakan	0.695	37	Tukang Besi	0.311
8	West Natuna	0.668	38	South Java	0.294
9	Seram	0.626	39	Billiton	0.279
10	North East Java Sea	0.611	40	South Bali-Lombok	0.276
11	Barito	0.603	41	Minahasa	0.276
12	Salawati	0.599	42	South Halmahera	0.268
13	Bintuni	0.564	43	Salabangka	0.235
14	Sunda	0.560	44	Waropen	0.235
15	Bengkulu	0.533	45	Biak	0.233
16	Akimeugah	0.487	46	Flores	0.211
17	Melawi	0.471	47	Weber	0.210
18	Bone	0.463	48	North Halmahera	0.210
19	Waipoga	0.453	49	Savu	0.188
20	Pati	0.451	50	South Sula	0.185
21	East Natuna	0.433	51	North Obi	0.185
22	Pembuang	0.420	52	South Obi	0.185
23	Timor	0.415	53	Tanimbar	0.176
24	Aru	0.406	54	South Seram	0.176
25	Ketungau	0.403	55	Jayapura	0.176
26	Asem Asem	0.396	56	West Weber	0.160
27	Lariang	0.395	57	West Buru	0.160
28	South Makassar	0.381	58	Buru	0.135
29	Buton	0.378	59	East Halmahera	0.135
30	Sula	0.364	60	Manui	0.128

dan pabrik lainnya, sehingga sangat baik sebagai sumber CO₂ untuk injeksi CO₂-EOR.

B. Prediksi Peningkatan Perolehan Minyak dan Kebutuhan CO₂

Sebagai contoh empat lapangan dengan cadangan besar: St, At, Hd dan Bp, apabila dilakukan injeksi

CO₂ dengan beberapa skenario, kenaikan perolehan minyak yaitu: 6, 9, dan 12%. Angka tersebut sesuai dengan perolehan minyak yang didapat dari beberapa implementasi injeksi CO₂ di beberapa lapangan. Tabel 5 dibawah ini menunjukkan hasil perhitungan perkiraan kenaikan perolehan minyak. Peningkatan perolehan minyak dengan tekanan injeksi di atas

Tabel 5
Potensi kenaikan petrolehan minyak injeksi dan Kebutuhan CO₂

Lapangan	Awal isi minyak MSTB	Pengambilan maksimum MSTB	Kenaikan perolehan minyak / Kebutuhan CO ₂			
			Perolehan	Kebutuhan CO ₂	Perolehan	Kebutuhan CO ₂
			minyak 7%	ton	minyak 12%	ton
St	319,393.9	64,764.4	22,357.57	4,471.51	38,327.27	153,309.07
At	2,649,994.0	688,741.0	185,499.58	37,099.92	317,999.28	1,271,997.12
Hd	1,652,000.0	931,343.3	115,640.00	23,128.00	198,240.00	792,960.00
Bp	404,000.0	223,825.2	28,280.00	5,656.00	48,480.00	193,920.00

TTM berkisar antara 10 sampai dengan 15% dari jumlah awal isi minyak. Sedangkan injeksi dibawah tekanan TTM dapat menaikkan perolehan minyak sekitar 5 sampai dengan 7% dari jumlah awal isi minyak. Dengan asumsi *voidage replacement*, yaitu volume pori di reservoir yang ditempati oleh minyak yang diproduksi diganti oleh CO₂ dengan volume yang sama pada suhu dan tekanan reservoir. Oleh karenanya, jumlah CO₂ yang dapat disimpan di reservoir karena proses CCUS dapat dihitung. Dapat juga dilakukan perhitungan dengan asumsi yang umum digunakan, yaitu untuk injeksi CO₂ sebesar 0.4 ton/bbl pada injeksi terbaaur dan 0.2 ton/bbl pada injeksi tidak terbaaur.

C. Uji TTM dan Core Flooding

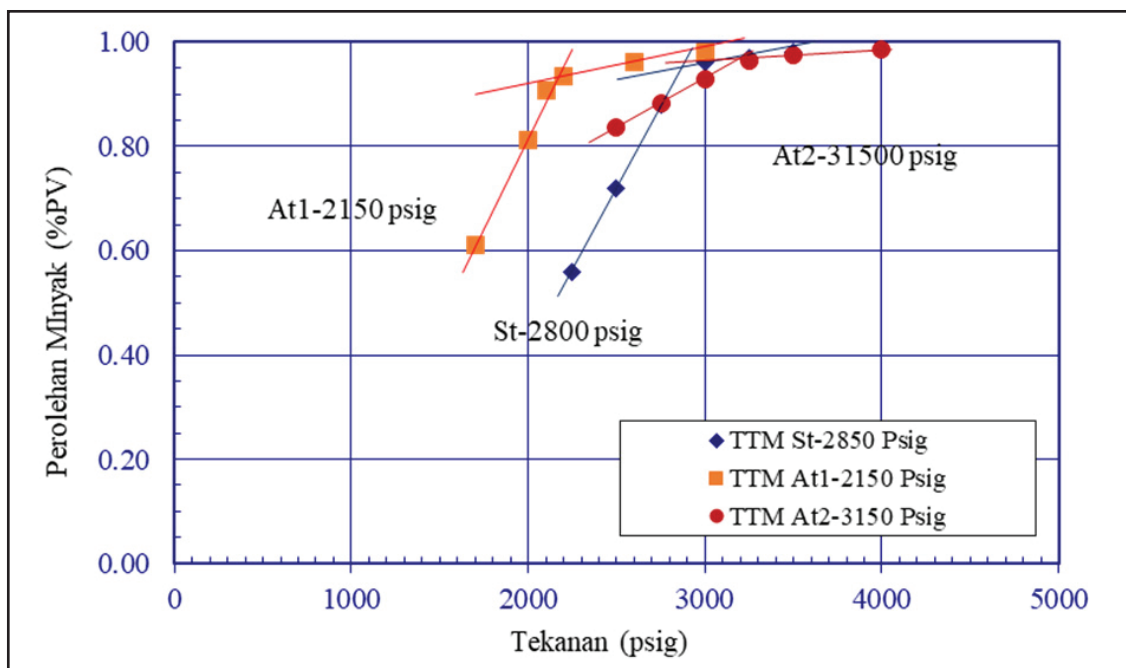
Hasil analisis laboratorium dari percontoh fluida reservoir yang diambil dari lapangan St dan At meliputi analisis TTM dan *core flooding*. Hasil

penentuan TTM disajikan pada Tabel 6 dan juga secara grafis ditunjukkan pada Gambar 6. Harga TTM semua reservoir ada pada rentang tekanan 2150 sampai 3150 psig.

Sedangkan hasil percobaan *core flooding* telah dilakukan untuk dua lapangan terpilih tersebut dan diperoleh hasil peningkatan perolehan minyak yang sangat baik, pada kedua tekanan injeksi, terbaaur maupun tidak terbaaur. Hal ini menunjukkan bahwa prospek injeksi CO₂ di lapangan lapangan minyak

Tabel 6
Penentuan TTM

Lapangan	TTM (Psig)
St	2850
At-1	2150
At-2	3150



Gambar 6
Hasil penentuan TTM dengan *slim tube*.

Kalimantan Timur sangat prospek. Tabel 7 dan Gambar 7 merupakan hasil dari *core flooding*.

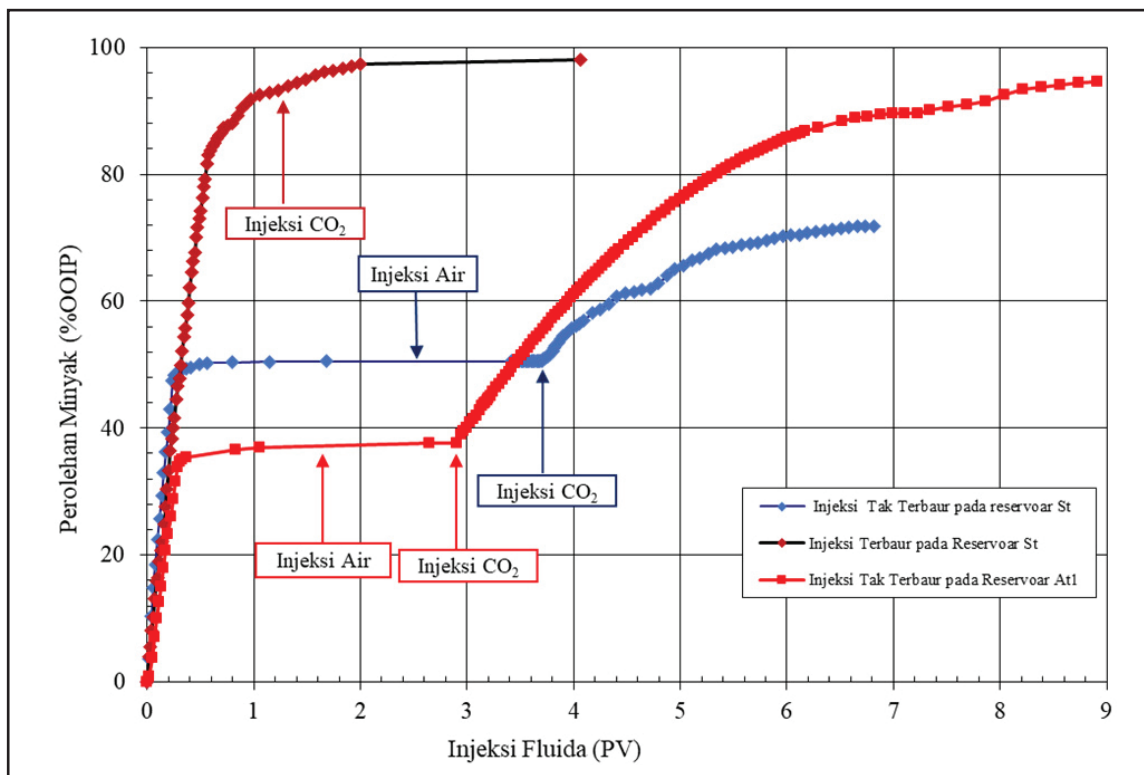
D. Sumber CO₂

Sumber CO₂ di daerah Kalimantan Timur terdiri dari Kilang LNG Badak dan Kilang Unit-V Balikpapan, serta beberapa PLTU yang ada di Kalimantan Timur. Gambar 8 menunjukkan peta beberapa sumber CO₂ yang ada di Kalimantan Timur (Studi Pemetaan Potensi Implementasi Injeksi CO₂ di Indonesia, Lemigas 2018). Data yang dapat diperoleh pada penelitian ini hanya pada Kilang LNG Badak dan Kilang Unit-V Balikpapan.

Salah satu unit pada Kilang Minyak Unit V Balikpapan yang berpotensi menghasilkan emisi CO₂ cukup signifikan adalah melalui *process engineering*, yaitu dilakukan pemurnian dari *impurities* dan CO₂ dengan menggunakan fasilitas bernama *Benfield*

system. Tabel 8 merupakan data emisi GRK dari Kilang Minyak Unit-V Balikpapan pada tahun 2017 (Studi Pemetaan Potensi Implementasi Injeksi CO₂ di Indonesia, Lemigas 2018). Pertamina RU V menghasilkan emisi CO₂ dan gas rumah kaca (GRK) yang sejenis ke atmosfer dalam jumlah yang signifikan sebagai dampak atas proses produksinya. Di tahun 2017, emisi GRK mencapai lebih dari 2,096 juta ton CO₂ ekuivalen (CO₂eq), mengalami sedikit penurunan (1%) dibandingkan emisi tahun 2016 sejumlah 2,14 juta CO₂eq.

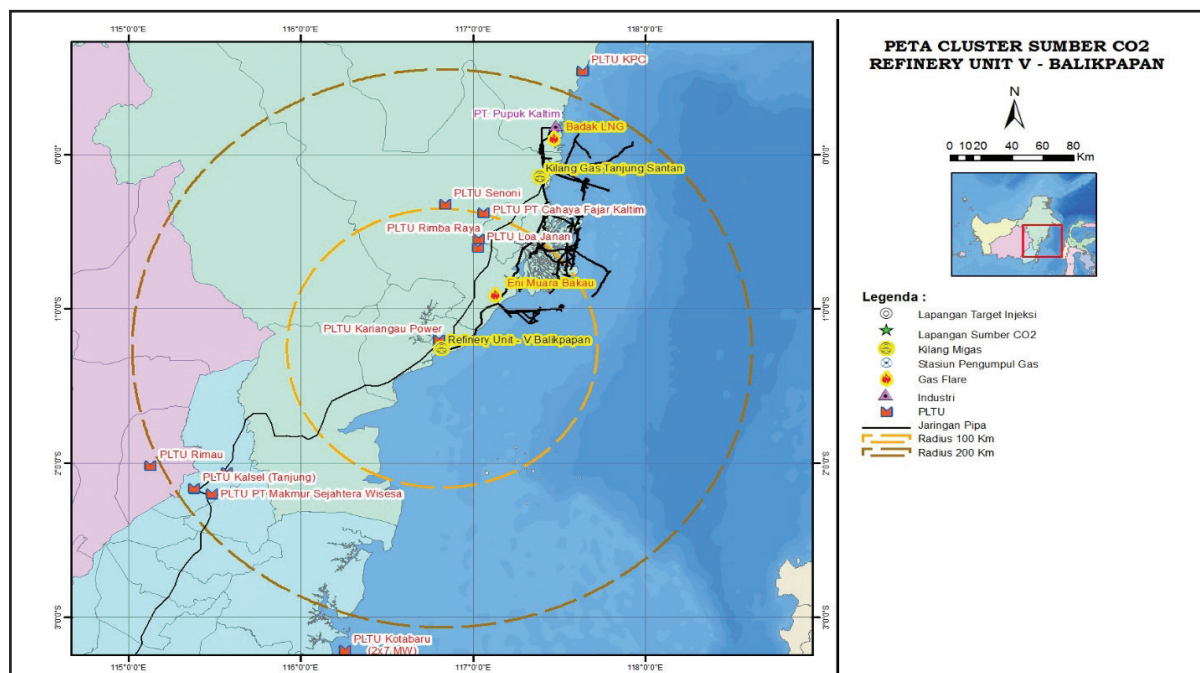
Badak LNG Plant adalah pabrik LNG berlokasi di Bontang, Kalimantan Timur, yang terdiri dari 8 *train* dan dilengkapi dengan fasilitas tambahan untuk menghasilkan LPG. Gas alam dipasok dari lapangan gas di Kalimantan Timur. Total *feed gas* ke Bontang plant untuk tahun 2018 diperkirakan sekitar 1100 MMSCFD. Emisi gas karbon dioksida



Gambar 7
Hasil perolehan minyak pada percobaan *core flooding*.

Tabel 7
Hasil percobaan *core flooding*

Reservoir	Tekanan injeksi (Psig)	Perolehan minyak Injeksi Air (% OOIP)	Perolehan minyak Injeksi CO ₂ (% OOIP)	Perolehan minyak Total (% OOIP)	Catatan
At	2250	43.93	50.68	88.00	Tidak terbaur
St	2500	50.10	21.34	71.44	Tidak terbaur
	3000	Tidak ada injeksi air		93.26	Terbaur



Gambar 8
Peta sumber CO₂ di Kalimantan Timur (Studi pemetaan potensi implementasi injeksi CO₂ di Indonesia, Lemigas 2018).

Tabel 8
Emisi kilang minyak unit-V Balikpapan

Sumber Emisi	Parameter	2015	2016	2017
Pembakaran	CO ₂	2,196,930.03	1,983,762.91	1,955,836.18
Dalam dan Luar	NH ₄	912.93	790.04	877.37
	N ₂ O	1,810.56	1,521.29	1,838.75
	CO ₂	108,938.02	70,237.90	57,445.55
Suam Bakar	NH ₄	36,521.37	23,547.17	19,258.56
	N ₂ O	1,007.49	849.58	531.27
Sumber Fugitive	NH ₄	54,454.00	54,454.00	54,454.00
Tanki Timbun	NH ₄	94.52	92.64	189.71
Kendaraan Operasional	NH ₄	10,744.00	11,100.00	9,255.00
Loading & Unloading	NH ₄	5,341.66	504,932.00	639,774.00
Total beban Emisi		2,351,462.26	2,085,558.23	2,096,838.38

(CO₂) yang berasal dari fasilitas operasi PT Badak NGL bersumber dari gas umpan yang keluar melalui CO₂ vent stack, hasil pembakaran pada boiler, dan pembakaran pada suar bakar. Pada tahun 2017, total emisi langsung sebesar 5.372.277 ton CO₂e. Tabel 9 disajikan Emisi CO₂ yang ada di Kilang LNG Badak.

E. Jarak antara Lapangan Minyak dan Sumber CO₂ (Sources and Sink Matching)

Jarak antara sumber CO₂ dan lapangan minyak yang mempunyai potensi untuk implementasi injeksi

CO₂ sangat penting diperhitungkan. Hal ini akan memengaruhi moda transportasi CO₂ yang akan digunakan. Tabel 10 merupakan jarak dari sumber CO₂ Kilang LNG Bontang dan dua lapangan minyak yang diambil sebagai contoh dalam studi ini. Jarak tersebut telah diukur dengan menggunakan software GIS. Jarak antara lapangan St dengan Bontang cukup dekat kurang dari 50 km baik diukur melalui peta jalan maupun jarak lurus. Sedangkan untuk lapangan At yang letaknya lepas pantai, dibuat dua pilihan melalui Semberah atau Santan, jarak melalui

Tabel 9
Emisi kilang LNG Bontang (<http://portal.badaklng.co.id/images/pdf/sustainability-report-badak-LNG-2019.pdf>)

Sumber Emisi/Source of Emission (ton CO ₂ e)	2016	2017	2018	2019
Emisi Langsung / Direct Emissions				
CO ₂ Vent Stack	1,682,413	1,340,678	988,289	741,076
Boiler	4,609,939	3,917,475	3,370,678	2,748,990
Suar bakar / Flare	45,502	92,458	80,524	112,104
Turbi gas / Gas turbine	26,292	18,443	15,077	17,255
Sumber lain	-	-	1,011	30
Emisi tidak langsung / Indirect Emissions				
Minyak / Diesel oil	3,336	2,931	3,043	2,526
Bensin	311	271	233	204
Total Emisi GHG / Total GHG Emissior	6,367,798	5,372,277	4,458,855	3,635,865

Tabel 10
Jarak antara lapangan minyak dan Kilang LNG Bontang (km)

No.	Lapangan	Jarak Lurus	Jarak Jalan	Lokasi	Catatan
1	St	37	45	Darat	
2	At	40	74.70	Lepas pantai	Bontang-Semberah-Lepas pantai
			57.39		Bontang-Santan-Lepas pantai

Santan lebih dekat (57.93 km). Jarak tersebut belum memperhitungkan keadaan lapangan atau morfologi permukaan tanah. Untuk itu diperlukan observasi langsung ke lapangan.

KESIMPULAN DAN SARAN

Dari 60 cekungan sedimen di Indonesia telah dilakukan penyaringan dan peringkat pada Cekungan Kutei, Sumatera Selatan dan Sumatera Tengah yang masing-masing pada posisi tiga besar dalam sistem peringkat. Struktur geologis yang sudah diketahui, data yang memadai, struktur geologis yang relatif stabil dan sumber CO₂ adalah faktor utama membuat cekungan ini memiliki peringkat yang tinggi.

Perkiraan menunjukkan bahwa cadangan migas yang semakin menipis di Indonesia memiliki potensi peningkatan perolehan dan penyimpanan CO₂-EOR yang sangat besar. Hasil penyaringan dan peringkat cekungan ini kemudian dapat digunakan sebagai

target potensi lapangan minyak yang lebih detail untuk injeksi CO₂-EOR.

Cekungan Kutei adalah salah satu yang teratas dari hasil peringkat. Ada beberapa lapangan minyak potensial besar di cekungan ini, seperti lapangan St, At, Hd dan Bp. Dua lapangan St dan At sebagai model telah diambil percontohnya untuk studi laboratorium, hasilnya menunjukkan peningkatan perolehan minyak yang menjanjikan.

Sumber CO₂ di Kalimantan Timur cukup banyak, terutama Kilang LNG Bontang, Kilang Unit-V Balikpapan, beberapa PLTU, serta adanya emisi dari pabrik. Sehingga selain dapat digunakan sebagai sumber CO₂ untuk injeksi CO₂-EOR, dapat juga dilakukan penyimpanan CO₂ untuk mengurangi emisi GRK dengan implementasi CCUS.

Perlu dilakukan studi yang lebih detil terhadap lapangan terpilih dan sumber CO₂ (*sources and sink matching*) pada tahap lebih lanjut agar implementasi CCUS dapat terlaksana di lapangan minyak Indonesia.

UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih diucapkan kepada Prof. Dr. Ir. Bambang Widarsono, M.Sc sebagai Peneliti Ahli Utama yang memberikan semangat kepada penulis dan mengoreksi Karya Tulis Ilmiah ini. Terima kasih juga kepada PPPTMGB “LEMIGAS” yang telah mendukung penelitian ini.

DAFTAR ISTILAH/SINGKATAN

Simbol	Definisi	Satuan
CCUS	<i>Carbon Capture Utilization and Storage</i>	
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>	
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>	
GRK	Gas Rumah Kaca	
GHG	<i>Green House Gas</i>	
TTM	Tekanan Terburuk Minimal	
OOIP	<i>Original Oil in Place (Jumlah isi minyak awal)</i>	
VP	<i>Pore Volume (Volume Pori)</i>	
At, St, Hd, dan Bp	Nama-nama lapangan minyak	
MMSCFD	<i>Million Standard Cubic Feet per Day</i>	
LPG	<i>Liquefied petroleum gas</i>	
LNG	<i>Liquefied natural gas</i>	

KEPUSTAKAAN

- Bachu, S.**, 2003. Screening and ranking of sedimentary basin for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change. *Environmental Geology*, Volume 44, p. 277–289.
- Bradshaw, J., Bachu, S., Bonijoly, D., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N.P., & Mathiassen, O.M.**, 2007. CO₂ storage capacity estimation: Issues and development of standards. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(1), pp. 62-68.
- Carbonbrief**, 2020. carbonbrief.org. [Online] Available at: <https://www.carbonbrief.org/two-degrees-the-history-of-climate-changes-speed-limit> [Accessed 12 Maret 2021].
- CCSA**, 2020. *CCSA*. [Online] Available at: <http://www.ccsassociation.org/new-about-ccs/ccs-projects/> [Accessed 12 Maret 2021].
- Ferguson, R. C., Nichols, C., Van Leeuwen, T. & Kuuskraa, V. A.**, 2009. Storing CO₂ with Enhanced Oil Recovery. *Energy Procedia*, 1(1), pp. 1989-1996.
- Iskandar, U. P., Usman & Sofyan, S.**, 2012. Ranking of Indonesia Sedimentary Basin and Storage Capacity Estimates for CO₂ Geological Storage. *Energy Procedia*, Volume 37, pp. 5172-5180.
- Lemigas**, 2017. Laporan Akhir Studi Studi Evaluasi dan Review Rencana Implementasi Kegiatan CO₂ EOR, Jakarta: Lemigas.
- Lemigas**, 2018. Laporan Akhir Studi Studi Pemetaan Potensi Implementasi Injeksi CO₂ di Indonesia, Jakarta: Lemigas.
- Liu, H. J., Were, P., Li, Q., Gou, Y., & Hou, Z.**, 2017. Worldwide Status of CCUS Technologies and Their Development and Challenges in China. *Geofluids*, pp. 1-25.
- Portal Badak LNG**, 2019. Portal Badak LNG. [Online] Available at: <http://portal.badaklng.co.id/images/pdf/Sustainability-Report-Badak-LNG-2019.pdf> [Accessed 12 Maret 2021].
- Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas)**, 2015. Laporan Revitalisasi Sumberdaya Migas, Jakarta: SKK Migas.
- Sugihardjo**, 2012. Preliminary Carbon Utilization and Storage Screening of Oil Fields in South Sumatra Basin. *Scientific Contributions Oil & Gas*, 35(2).
- Sunarjanto, D., Sriwidjaja, Munadi, S., Wiyanto, B., & Prasetyo, D.F.**, 2008. Indonesian Tertiary Sedimentary Basin. *Scientific Contributions to Petroleum Science and Technology*, 31(2).
- Sunarjanto, D., Suliantara, Iskandar, U. P. & Nainggolan, M. T.**, 2014. Sistem Informasi Geografi untuk Optimasi Eksplorasi dan Pengembangan Wilayah Geographic System for Optimization Exploration Oil and Gas Area Development. *Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi*, 48(1), pp. 1-12.
- Taber, J. J., Martin, F. D. & Seright, R. S.**, 1977. EOR Screening Criteria Revisited-Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering*, 12(03), pp. 189-198.

UNFCCC, 2020. UNFCCC. [Online] Available at:
<https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> [Accessed 12
Maret 2021].