

[Search](#)[HOME](#) / [ARCHIVES](#) / Vol 3 No 1 (2022)

Jurnal Teknologi Sumberdaya Mineral (JENERAL) merupakan jurnal nasional berbahasa Indonesia dan bersifat open access yang menerbitkan artikel hasil penelitian tentang eksplorasi dan pemanfaatan mineral serta pengolahannya di bidang teknik pertambangan. Jurnal ini dikelola oleh Program Studi Teknik Pertambangan, di bawah Jurusan Teknik Sipil, Fakultas Teknik, Universitas Jember.

PUBLISHED: 2022-06-27

ARTICLES

[Analisis Rencana Biaya Reklamasi Berdasarkan Kesesuaian Jenis Tanaman di PT. JR](#)**Andi Deddy Setiawan, Wd Rizky Awaliah, Deniyatno Deniyatno**

1-10



PDF

Estimasi Sumberdaya Batubara Menggunakan Metode Poligon Pada Seam D Daerah Lahat, Sumatera Selatan

Fatahilah Tirtadiwangsa, Asmoro Widagdo

11-17



PDF

Coal Bed Methane di Indonesia : Review dan Permasalahannya

Riska Laksmi Sari, Hadziqul Abror, Eriska Eklezia Dwi Saputri, Welayaturromadhona Welayaturromadhona

18-24



PDF

Preparasi dan Analisis Kandungan Unsur dalam Batuan Bijih Emas

Siti Aminah, Fanteri Aji Dharma Suparno, Haeruddin Haeruddin

25-32



PDF

Perencanaan Pemulihan Logam Tanah Jarang dari Tanah Terkontaminasi dengan Metode Resin In Leach

Difany Aulia Rahman, Di Ajeng Arum Kusuma

33-39



PDF

ADDITIONAL MENU

Focus and Scope

Reviewer

Publication Ethics

Guideline for Authors

Peer-review Process

Open Acces Policy

Copyright Notice

Screening Plagiarism

Indexing

Publication Charge

Guideline for Reviewer

Restraction

Journal SOP

JOURNAL TEMPLATE



SUBMISSION GUIDELINE



SUPPLEMENTARY FILES

Reviewer Assessment Form

Review Guideline File

Statement of Originality

ISSN BARCODE

ISSN 2798-4850



JOURNAL TOOLS



JOURNAL VISITOR



8339

[View My Stats](#)

SOCIAL MEDIA



INFORMATION

[For Readers](#)

[For Authors](#)

[For Librarians](#)



Jurnal Teknologi Sumberdaya Mineral (JENERAL) Published by **University of Jember** is licensed under a [Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License](#).



HOME / Editorial Team

EDITORIAL BOARD

PENANGGUNG JAWAB

Dr. Ir. Triwahju Hardianto, S.T., M.T.

Dekan Fakultas Teknik Universitas Jember

Januar Fery Irawan, S.T., M.Eng.

Kopropi Teknik Pertambangan Fakultas Teknik Universitas Jember

EDITOR IN CHIEF

Haeruddin, S.Si., M.T.

Universitas Jember | [Scopus ID](#) | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)

EDITOR

Siti Aminah, S.Si., M.T.

Universitas Jember | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)

Fanteri Aji Dharma Suparno, S.T., M.S.

Universitas Jember | [Scopus ID](#) | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)

Hadziqul Abror, S.Si., M.T.

Universitas Jember | [Scopus ID](#) | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)

Dr. Aang Panji Permana, S.T., M.T.

Universitas Negeri Gorontalo | [Scopus ID](#) | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)

ADMINISTRATION

Ahmad Djaelani

Universitas Jember

ADDITIONAL MENU

Focus and Scope

Reviewer

Publication Ethics

Guideline for Authors

Peer-review Process

Open Acces Policy

Copyright Notice

Screening Plagiarism

Indexing

Publication Charge

Guideline for Reviewer

Restraction

Journal SOP

JOURNAL TEMPLATE



SUBMISSION GUIDELINE



SUPPLEMENTARY FILES

[Reviewer Assessment Form](#)

[Review Guideline File](#)

[Statement of Originality](#)

ISSN BARCODE

ISSN 2798-4850



JOURNAL TOOLS



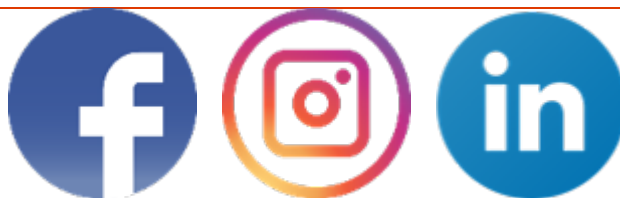
JOURNAL VISITOR



8336

[View My Stats](#)

SOCIAL MEDIA



[INFORMATION](#)

[For Readers](#)

[For Authors](#)

[For Librarians](#)



Jurnal Teknologi Sumberdaya Mineral (JENERAL) Published by
University of Jember is licensed under a [Creative Commons](#)
[Attribution-NonCommercial 4.0 International License](#).



Search

Reviewer

Prof. Drs. Ir. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D., IPU, Asean.Eng.Universitas Lampung | [Scopus ID](#) | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)**Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.**Universitas Lampung | [Scopus ID](#) | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)**Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.**Universitas Lampung | [Scopus ID](#) | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)**Dr. Ir. Entin Hidayah, M.UM**Universitas Jember | [Scopus ID](#) | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)**Dr. Gusfan Halik**Universitas Jember | [Scopus ID](#) | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)**Dr.Eng. Wahyu Wilopo, S.T., M.Eng., IPM.**Universitas Gadjah Mada | [Scopus ID](#) | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)**Dr. Ir. Asmoro Widagdo, S.T., M.T. IPP.**Universitas Jenderal Soedirman | [Scopus ID](#) | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)**Pangaea Ghiyats Sabrian, S.T., M.T.**Universitas Mulawarman | [Scopus ID](#) | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)**Ahmad Ali Syafi'i, S.T., M.T.**Universitas Lambung Mangkurat | [Scopus ID](#) | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)

Firman, S.Pd., M.T.

Universitas Khairun | [Scopus ID](#) | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)

Januar Aziz Zaenurrahman, S.T., M.Eng.

Universitas Jenderal Soedirman | [Scopus ID](#) | [Sinta ID](#) | [Google Scholar](#)

ADDITIONAL MENU

[Focus and Scope](#)

[Reviewer](#)

[Publication Ethics](#)

[Guideline for Authors](#)

[Peer-review Process](#)

[Open Acces Policy](#)

[Copyright Notice](#)

[Screening Plagiarism](#)

[Indexing](#)

[Publication Charge](#)

[Guideline for Reviewer](#)

[Restraction](#)

[Journal SOP](#)

JOURNAL TEMPLATE



SUBMISSION GUIDELINE



SUPPLEMENTARY FILES

[Reviewer Assessment Form](#)

[Review Guideline File](#)

[Statement of Originality](#)

ISSN BARCODE



JOURNAL TOOLS





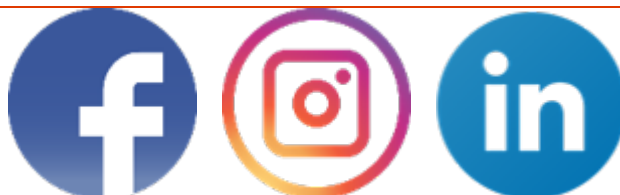
JOURNAL VISITOR



8335

[View My Stats](#)

SOCIAL MEDIA



INFORMATION

[For Readers](#)

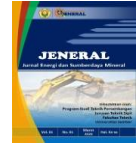
[For Authors](#)

[For Librarians](#)





Jurnal Teknologi Sumberdaya Mineral (JENERAL) Published by
University of Jember is licensed under a [Creative Commons
Attribution-NonCommercial 4.0 International License](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).



Coal Bed Methane di Indonesia: Review dan Permasalahannya¹

Coal Bed Methane in Indonesia: Review and Problems

Riska Laksmi Sari^{a,2}, Hadziqul Abror^a, Eriska Eklezia Dwi Saputri^a,
Welayaturromadhona^a

^a Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Jember, Jl. Kalimantan 37 Jember

ABSTRAK

Coal Bed Methane (CBM) atau dalam bahasa Indonesia disebut dengan Gas Metana Batu Bara, merupakan salah satu sumber energi baru yang termasuk dalam kategori hidrokarbon nonkonvensional. CBM dinilai dapat menjadi energi alternatif gas konvensional. Diperkirakan terdapat 11 cekungan batubara darat di Indonesia dengan total sumber daya CBM prospektif sebesar 453,3 TCF. Cekungan-cekungan tersebut tersebar di wilayah Sumatera dan Kalimantan. Menurut studi yang dilakukan oleh beberapa peneliti, potensi CBM pada batu bara di Indonesia sebagian besar pada kelompok *high-rank coal* yang artinya memiliki cadangan energi atau kalori yang besar. Terkait perkembangan wilayah kerja pengembangan CBM di Indonesia, dari semula berjumlah 54 blok CBM yang sudah dilakukan tanda tangan kontrak antar pemerintah dengan kontraktor, hanya tersisa 34 blok yang terdaftar dengan 2 blok dalam proses terminasi. Adanya trend menurun pengembangan proyek CBM di Indonesia ini disebabkan beberapa faktor, diantaranya faktor teknis dan non teknis yang salah satunya terkait regulasi pengembangan CBM sebagai gas nonkonvensional.

Kata kunci: CBM, hidrokarbon nonkonvensional, *high-rank coal*.

ABSTRACT

Coal Bed Methane (CBM) is one of the new energy sources that is included in the category of non-conventional hydrocarbons. CBM is considered to be an alternative energy to conventional gas. It is estimated that there are 11 onshore coal basins in Indonesia with a total prospective CBM resource of 453.3 TCF. These basins are spread across Sumatra and Kalimantan. According to studies conducted by several researchers, the potential for CBM in coal in Indonesia is mostly in the high-rank coal group, which means it has large energy reserves or calories. Regarding the development of the CBM development work area in Indonesia, from the original 54 CBM blocks that have signed intergovernmental contracts with contractors, only 34 blocks are registered with 2 blocks in the termination process. There is a downward trend in the development of CBM projects in Indonesia due to several factors, including technical and non-technical factors, one of which is related to regulations for developing CBM as non-conventional gas. Abstrak dalam Bahasa Inggris ditulis mengikuti penulisan abstrak Bahasa Indonesia. Hal penting yang perlu diperhatikan adalah mulai bagian judul hingga keyword abstrak berbahasa Inggris maksimum tersajikan dalam satu halaman.

Keywords: CBM. Unconventional hydrocarbon, *high-rank coal*.

PENDAHULUAN

Indonesia memiliki sumber energi non konvensional yang cukup berlimpah dan beraneka ragam jenisnya, salah satu diantaranya adalah *Coal Bed Methane (CBM)*. *Coal Bed Methane (CBM)* adalah gas hidrokarbon yang diproduksi pada formasi batu bara (*coal*). Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) memperkirakan bahwa cadangan

¹ Info Artikel: Received: 23 Mei 2022, Accepted: 18 Juni 2022

² E-mail: riskalaksmi@unej.ac.id

CBM di Indonesia sebesar 574 Tcf (Sekitar 12,82 triliun m³) yang tersebar di 11 cekungan. 85% cekungan tersebut adalah tipe *lignite* sampai *subbituminous (low rank-coal)* dan 15% cekungan lainnya adalah tipe *bituminous* sampai *anthracite (high rank-coal)*. Miocene coal di Indonesia memiliki karakteristik yang lebih tebal, lebih dalam dan masuk dalam high rank-coal yang lebih tinggi dari beberapa cekungan di dunia salah satunya yang ada di cekungan Sungai Powder (Zhang, 2018). Berdasarkan data dari *US Energy Information Administration (EIA)*, pada tahun 2015, Indonesia mengimport 50% total energi yang dibutuhkan guna memenuhi kebutuhan domestik (Boston Consulting Group, 2018). Hal inilah juga yang mendasari keputusan pemerintah melalui Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral ESDM untuk mempromosikan pengembangan hidrokarbon nonkonvensional. Indonesia memulai operasi proyek pengembangan hidrokarbon nonkonvensional mulai tahun 2003, VICO dan MEDCO adalah 2 perusahaan pionir yang mengembangkan CBM di Indonesia. Mulai tahun 2005, 2 perusahaan besar tersebut memulai studi dan survey seismic di cekungan Kutai (VICO Indonesia) dan cekungan Sumatera Selatan (Medco E&P). Hasilnya dibutuhkan operasi survey seismic dan proses pemboran yang lebih masif, dan ditindak lanjuti dengan studi evaluasi serta perhitungan komperhensif terkait cadangan gas metana dan strategi eksplorasi dan fase pengembangan pada setiap cekungan (Irawan dkk, 2017).

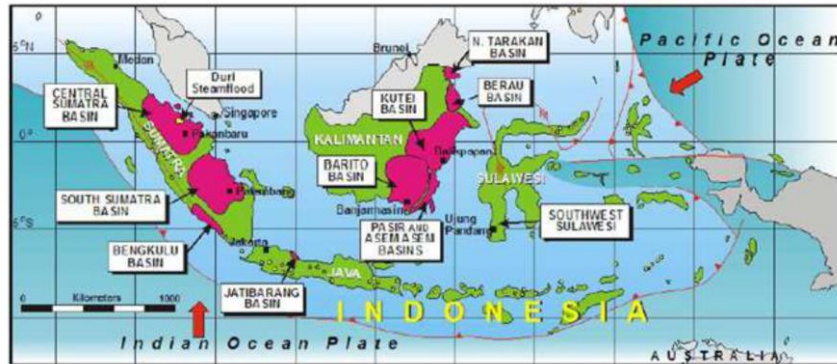
Saat ini, banyak metode yang dapat diaplikasikan dalam proses pemboran sumur CBM. Dalam upaya awal untuk mengeksploitasi sumur CBM, kontraktor menggunakan metode konvensional untuk mengebor sumur pada kedalaman target 500 hingga 800 m dengan menggunakan biaya operasional yang tinggi. Dari 51 kontrak eksplorasi wilayah yang melibatkan CBM di Indonesia, hanya 7% yang telah memenuhi komitmennya. Rintangan yang menghalangi kesuksesan dalam upaya ini seringkali bersifat nonteknis, seperti kondisi keuangan operator yang kurang optimal, masalah pembebasan lahan dan izin, tantangan dalam hubungan masyarakat, permasalahan dalam rantai pasok, dan masalah dengan akses serta infrastruktur (Irawan dkk, 2017).

POTENSI COAL BED METHANE (CBM) DI INDONESIA

Pada pengembangan gas nonkonvensional seperti pada CBM, diperlukan perlakuan atau upaya khusus untuk memproduksi gas dari reservoirnya. Hal ini dikarenakan adanya perbedaan karakteristik reservoirnya dibandingkan dengan reservoir konvensional. Permeabilitas reservoir nonkonvensional berkisar sekitar 0.1 miliDarcy sampai dengan skala 30 miliDarcy yang dapat dikategorikan permeabilitas rendah serta mekanisme penyimpanan gas yang tidak bergantung pada aliran gas bebas saja tetapi juga gas yang teradsorpsi sehingga proses eksploitasinya memerlukan teknik pengeboran khusus untuk menghasilkan gas tersebut. CBM memiliki mekanisme penyimpanan gas dominan pada area gas teradsorpsi yang tersimpan dalam matriks batubara, sehingga akan melalui fase *dewatering* untuk mengurangi tekanan. Setelah tekanan desorpsi kritis terjadi, gas yang teradsorpsi dapat diproduksi dari reservoir tersebut. Waktu yang dibutuhkan pada fase *dewatering* bisa terjadi bulanan atau tahunan tergantung pada kematangan dan saturasi air dalam proses pembatubaraan (Ferdian dkk, 2017).

Penelitian tentang CBM di Indonesia dimulai pada awal 1990-an. Nugroho dan Arsegianto (1993) melakukan analisis ekonomi pengembangan CBM di Lapangan Jatibarang dan memperkirakan Indonesia memiliki cadangan CBM sebesar 213 TCF yang tersebar di 16 cekungan. Lebih lanjut penulis mencatat bahwa lapangan Jatibarang yang terletak di Jawa

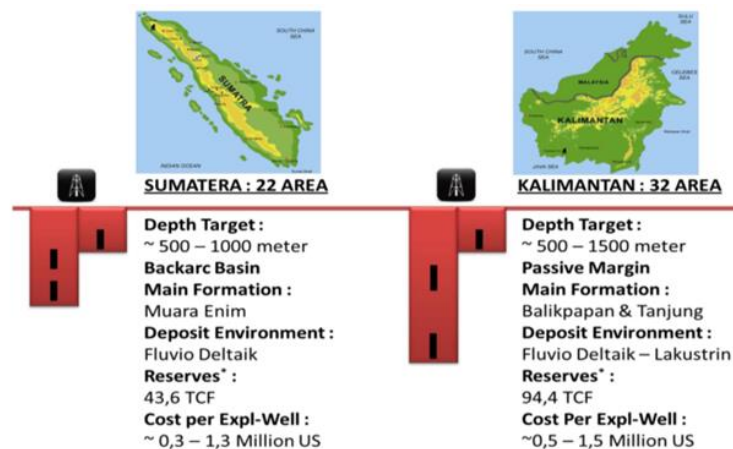
Barat merupakan daerah prospektif terbaik karena sarana dan prasarana yang sudah mapan, serta tingginya kebutuhan gas di sekitar daerah tersebut. Perlu menjadi catatan, bahwa pada saat pelaksanaan penelitian mereka, belum ada proyek CBM yang dikembangkan. Kurnely et al. (2003) melakukan studi pendahuluan pengembangan CBM di cekungan Sumatera Selatan dan memperkirakan cadangan Indonesia sekitar 337 TCF, tersebar di 11 cekungan. Studi terbaru adalah oleh Stevens dan Hadiyanto (2004) yang berpendapat bahwa ada diperkirakan 11 cekungan batubara darat di Indonesia dengan total sumber daya CBM prospektif sebesar 453,3 TCF.



Gambar 1. Lokasi Cekungan Batu Bara di Indonesia (Steven dan Hadiyanto, 2004)

Cadangan CBM di Indonesia yang cukup besar memiliki potensi nilai ekonomi yang sangat bagus karena CBM dapat dikonversikan menjadi energi listrik di sekitar area penambangan batubara ((dapat digabungkan dengan pembangkit listrik tenaga uap untuk mereduksi emisi SOx dan NOx) atau dapat disalurkan melalui pipa-pipa untuk pemanfaatan lainnya (Thakur, Pramod dkk., 2014).

Secara geologi, target lapisan batubara (*coal*) di cekungan Sumatera dan cekungan Kutai memiliki perbedaan hanya pada kedalaman lapisan target. Target lapisan batubara (*coal*) di Sumatera lebih dangkal di bandingkan dengan wilayah di Kalimantan. Dari sejarah mulai tahun 2003, biaya operasi pemboran dari setiap sumur di lapisan batubara cukup tinggi. Hal inilah yang menjadi salah satu tantangan untuk operator dalam proses efisiensi biaya operasi untuk tiap sumur CBM (Irawan dkk, 2017).



Gambar 2. Potensi Target CBM dan Estimasi Biaya di Cekungan Sumatera dan Kalimantan (SKK Migas, 2016)

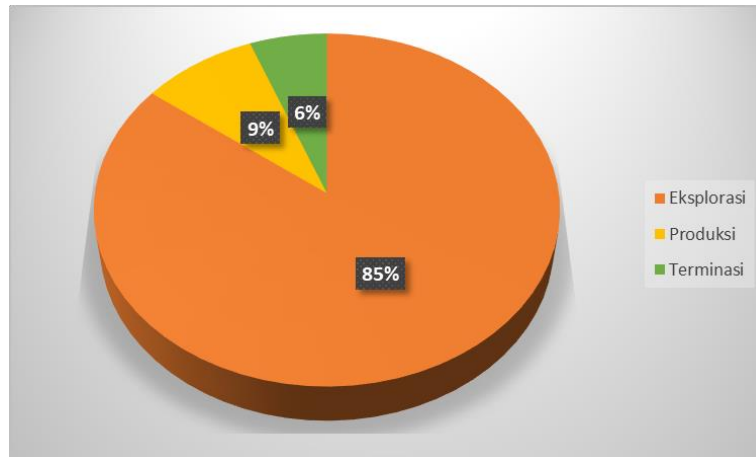
Beberapa penelitian terkait pengujian kualitas CBM di Indonesia. Salah satunya dilakukan oleh Suwarna dkk pada tahun 2006, dalam hasil penelitiannya didapatkan kesimpulan terkait kelebihan dan kekurangan kualitas CBM di Indonesia. Kelebihannya antara lain, CBM Indonesia memiliki kualitas yang baik dalam hal *Gas Content*, Kandungan CH₄ dan ketebalan. Serta, Sebagian besar GMB Indonesia berada dalam kondisi *Saturated*, sehingga hanya diperlukan waktu yang relatif lebih singkat untuk mengeluarkan gas pada saat proses *dewatering*. Sedangkan untuk kekurangannya antara lain, Nilai permeabilitas yang kecil menyebabkan diperlukannya metode stimulasi yang tepat (*fracturing*) untuk dapat mengeluarkan gas secara maksimal serta mayoritas berumur ‘muda’ yang bersifat getas (*brittle*) sehingga formasi mudah runtuh (*collaps*) dan banyak matriks solid yang lepas

WILAYAH KONTRAK KERJA CBM DI INDONESIA

Pemerintah Indonesia berupaya menggalakkan proyek eksplorasi CBM dan *shale gas*. Pada tahun 2007, pemerintah Indonesia mulai menawarkan blok CBM di cekungan Sumatera Selatan dan Tengah di Pulau Sumatera serta cekungan Kutai dan Barito di Kalimantan Timur. Saat ini terdapat enam cekungan, antara lain Cekungan Sumatera Selatan, Cekungan Barito, Cekungan Kutai, Cekungan Sumatera Tengah, Cekungan Tarakan Utara dan Cekungan Berau, yang sedang dikembangkan. Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral memberi wewenang kepada Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi (MIGAS) dalam pengembangan CBM di Indonesia (Wenge, 2018). Pada tahun 2016, proyek pengembangan 60 lapangan gas nonkonvensional telah tanda tangan kontrak, terdiri dari 54 blok CBM dan 6 blok *shale gas*, namun proyek-proyek ini menurut Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM), terhenti karena kurangnya komitmen operator. Pada tahun 2017, Pemerintah Indonesia melelang minyak dan blok gas tetapi gagal menarik investor untuk blok nonkonvensional.

Beberapa wilayah kontrak kerja terkait CBM di Indonesia antara lain berada di Blok Sanga-Sanga, Blok Sangatta 1 dan Blok Sekayu. Blok CBM Sanga-Sanga yang berada di Kalimantan Timur merupakan salah satu blok CBM pionir di Indonesia yang mengalami perkembangan signifikan. Blok CBM tersebut di serahkan kontraknya kepada Virginia Indonesia Co., LLC (VICO), anak perusahaan BP plc dan ENI pada November 2009. Produksi komersial CBM dilaksanakan mulai tahun 2011. CBM pada blok ini digunakan sebagai pembangkit tenaga listrik untuk 2500 rumah di Borneo (Wenge, 2018). Sangatta West CBM Inc. (Blok Sangatta I) dengan PT. Kutai Timur Investama memberikan asokan gas 0,5 MMSCFD untuk melistriki masyarakat wilayah Sangatta sebesar 1,5 MW serta Medco CBM Sekayu (Blok CBM Sekayu) dengan Perusahaan Daerah Pertambangan dan Energi Sumatera Selatan.

Dari semula berjumlah 54 blok CBM yang sudah dilakukan tanda tangan kontrak antar pemerintah dengan kontraktor, hanya tersisa 34 blok yang terdaftar dengan 2 blok dalam proses terminasi. Ada banyak hal yang menyebabkan penurunan minat kontraktor dalam mengembangkan potensi CBM di Indonesia. Lebih lengkapnya akan dijelaskan pada subbab berikutnya.



Gambar 3. Status Wilayah Kerja Gas Metana Batubara atau CBM di Indonesia (Badan Geologi, 2020)

Dalam perkembangannya, pada tahun 2021 telah disetujui peralihan kontrak bagi hasil untuk Blok CBM Tanjung Enim dari Cost Recovery menjadi *gross split*. Persetujuan amandemen POD telah dilakukan pada Mei 2021 oleh Menteri ESDM Arifin Tasrif dan ini akan menjadi yang pertama kali skema *gross split* diterapkan pada blok migas non konvensional

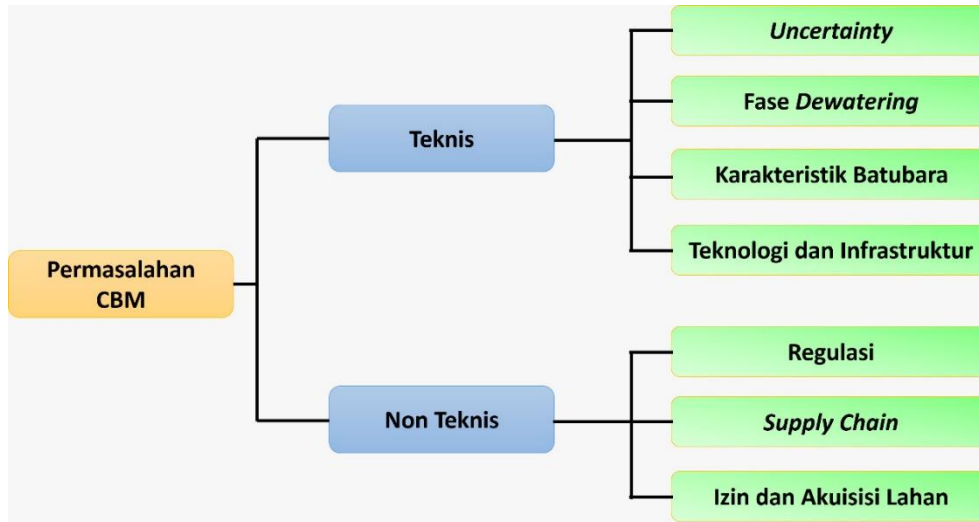
PERMASALAHAN PENGEMBANGAN CBM DI INDONESIA

Berdasarkan berbagai studi literatur yang telah dilakukan, ada beberapa permasalahan yang mempengaruhi pengembangan proyek CBM di Indonesia. Secara garis besar, terdapat dua jenis permasalahan yaitu, teknis dan non-teknis. Dari aspek permasalahan teknis, CBM dikategorikan dalam sumber hidrokarbon nonkonvensional yang masih dibidang baru dalam industri migas ataupun pertambangan. Hidrokarbon nonkonvensional memiliki karakteristik yang berbeda dengan hidrokarbon konvensional dalam hal karakteristik batuan induk serta fluida yang dihasilkan. Pada CBM terdapat beberapa fase diantaranya fase *dewatering*, dimana fase ini harus terlampaui agar gas metana yang terkandung pada batu bara, bisa diproduksi. Sedangkan dalam aspek teknologi pemboran, diperlukan proses pemboran yang masif serta stimulasi berupa *fracking*. Semua aspek teknis ini membutuhkan cost yang cukup tinggi dibandingkan pengembangan hidrokarbon nonkonvensional. Pada permasalahan aspek non teknis, ada regulasi, pembebasan lahan dan kemampuan finansial investor. Blok CBM seringkali tumpang tindih dengan blok batu bara konvensional serta regulasi SOP yang masih sama dengan pengembangan blok gas konvensional. Hal ini akan menyulitkan para investor dan kontraktor karena pada dasarnya aspek teknis serta *supply chain* dari gas nonkonvensional berbeda dengan gas konvensional (Sumarno, 2019).

Berdasarkan beberapa studi yang dilakukan salah satunya oleh Irawan di tahun 2017, ada beberapa cara yang dapat dilakukan kontraktor proyek CBM di Indonesia agar proyek tersebut berjalan dengan lebih efisien, cara tersebut antara lain:

- Mereview dengan seksama area yang memiliki prospek CBM terbesar untuk dibor dan diproduksi.
- Melakukan pemboran secara massif dan bila diperlukan dapat menggabungkan dengan teknologi seperti *Hydraulic Fracturing*.
- Melakukan rencana strategis sebelum menjalankan proyek.
- Memilih dan melakukan kontrak kerja dan ekonomi yang terbaik.

- e. Memilih material pada Casing, Bit, dsb yang memiliki nilai *cost* yang rendah.
- f. Menyederhanakan desain sumur seperti layaknya sumur penambangan batu bara.
- g. Menggunakan tipe fluida pemboran berbasis air dengan diberikan tambahan kandungan Polimer KCL.



Gambar 4. Permasalahan yang dihadapi pada pengembangan lapangan CBM di Indonesia

Sedangkan menurut Pitartyanti dkk pada tahun 2018 dan Wimar pada tahun 2016, untuk Pemerintah Indonesia sebagai penyusun dan pelaksana kebijakan terkait proyek nonkonvensional, terdapat beberapa hal yang dapat dijadikan sebagai pertimbangan dalam rangka menciptakan proyek CBM di Indonesia yang berkelanjutan. Hal-hal tersebut diantaranya:

- a. Melalui analisa input-output untuk Evaluasi Program kebijakan perusahaan CBM, didapatkan bahwa tidak semua program kebijakan yang dibentuk oleh pemerintah berjalan selaras dengan kebijakan lainnya. Contoh kasus pada evaluasi Permen ESDM No 38 Tahun 2008 tentang Perusahaan Gas Metana Batubara yang masih kontra dengan pengembangan gas nonkonvensional.
- b. Pemberian insentif untuk pengembangan CBM terutama pada tahap dewatering. Insentif dapat berupa kebijakan yang mengharuskan PLN membeli gas yang dihasilkan industri CBM berapapun besarnya untuk sektor kelistrikan. Insentif lain dapat berupa tax holiday ataupun kemudahan perizinan.
- c. Diperlukan penelitian evaluasi kebijakan aspek efisiensi yang berkaitan dengan faktor keekonomian seperti Benefit Cost Analysis maupun faktor lingkungan dalam proyek pengembangan CBM.

KESIMPULAN

Indonesia memiliki potensi CBM yang sangat besar. Potensi yang besar ini didukung pula oleh kualitas CBM yang cukup bagus dalam berbagai aspek salah satunya adalah kandungan metana (CH₄) yang sangat tinggi. Namun disayangkan, pengembangan CBM di Indonesia menjadi stagnan. Hal ini dikarenakan banyak permasalahan yang dihadapi dalam proyek pengembangan lapangan CBM di Indonesia. Pada aspek teknis, dikarenakan karakteristik CBM yang merupakan sumber hidrokarbon nonkonvensional, dibutuhkan teknologi yang

lebih *advance* dalam proses pemboran dan pemroduksiannya. Hal ini mempengaruhi biaya pengembangan tiap sumurnya menjadi sangat tinggi. Pada aspek non teknis, belum adanya regulasi dan SOP yang sesuai dengan pengembangan lapangan CBM serta permasalahan akuisisi lahan. Diharapkan kedepannya akan ada regulasi yang disusun pemerintah yang dapat meningkatkan iklim investasi pengembangan hidrokarbon nonkonvensional di Indonesia.

DAFTAR PUSTAKA

- Boston Consulting Group Indonesia's \$120 billion oil and gas opportunity: November 6, 2018. [Online] Available from <https://www.bcg.com/en-br/publications/2017/upstreamoil-gas-energy-environment-indonesia-billion.aspx>
- C. Irawan, D. Nurcahyanto, I. F Azmy, J.A Paju dan W.M Ernata. (2017). "Review of Coal Bed Methane Prospect in Indonesia. SPE -18643-MS.
- Ferdian, Felik., Adrinal Ilyas, Vina Mediyanti. (2014). "CBM Development Scenario Optimization for Production Sharing Contract, Case Study: Sumbagsel Field, Indonesia". SPE 167680.
- Kurnely, K., Tamtomo, B., Aprilian, S. and Doria. (2003). "A preliminary study of development of coalbed methane (cbm) in South Sumatra". In SPE Asia Pacific oil and gas conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Laporan Kinerja Badan Geologi Tahun 2020.
- Nugroho, W., and Arsegianto. "Economics of Coalbed Methane Field Development: A Case Study of Jatibarang Field". (1993). Singapore, Society of Petroleum Engineers.
- Pitartyanti, M., Yoesti, D., Sasongko, N.A. (2018), "Evaluasi Kebijakan Pengembangan dan Pengusahaan Coal Bed Methane (CBM) di Indonesia". Universitas Pertahanan, Bogor.
- Stevens, S. H., and Hadiyanto. (2003). "Indonesia: Coalbed Methane Indicators and Basin Evaluation". Perth, Society of Petroleum Engineers. 2003.
- Sumarno, Theresia. (2019). Coal Bed Methane in Indonesia: Issues and Local Impacts from Stakeholders' Perspective. Centre for Energy, Petroleum, and Mineral Law and Policy, University of Dundee Nethergate, Dundee, United Kingdom.
- Thakur, P., Schatzel, S., and Aminian, K. (2014). "Coal Bed Methane, From Prospect to Pipeline". Elsevier : USA.
- The Insider."Policy Review: Unconventional Oil and Gas Development in Indonesia". March 2018. [Online] Available from <https://theinsiderstories.com/policy-reviewunconventional-oil-and-gas-development-in-indonesia/>
- Wenge Liu. (2018). "Effective Coalbed Methane (CBM) Recovery Technologies for APEC Developing Economies". APEC Energy Working Group, China.
- Wimar, Petra Vitara. (2016). "Analisis dalam Pengembangan Keekonomian Coalbed Methane. Jakarta: Universitas Trisakti".
- Zhang, S. A. (2018). Investigation Report of Best Practice Guidance of Effective CBM Recovery Technologies for APEC Developing Economies.