



UNIVERSITAS DIPONEGORO

**PENGARUH STRUKTUR DAN TEKTONIK DALAM PREDIKSI
POTENSI *COALBED METHANE SEAM* PANGADANG-A,
DI LAPANGAN “DIPA”, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN,
KABUPATEN MUSI BANYUASIN, PROVINSI SUMATERA SELATAN**

NASKAH PUBLIKASI

TUGAS AKHIR

RAGIL PRATIWI

L2L 009 013

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK GEOLOGI**

**SEMARANG
2013**

PENGARUH STRUKTUR DAN TEKTONIK DALAM PREDIKSI POTENSI COALBED METHANE SEAM PANGADANG-A, DI LAPANGAN “DIPA”, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN, KABUPATEN MUSI BANYUASIN, PROVINSI SUMATERA SELATAN

Ragil Pratiwi*, Hadi Nugroho*, Dian Agus Widiarso*, Rana Lesmana**
(corresponding author : ragilpratiwigeo@yahoo.co.id)

*Program Studi Teknik Geologi Universitas Diponegoro, Semarang

**PT. Medco CBM Sekayu

ABSTRACT

The increasing of oil and gas and energy crisis nowadays has been causing the explorationist look for the new energy sources such as gas in shale and coal which more environmentally friendly. South Sumatera Basin is one of Indonesian Basin which has a large potency with 183 tcf. Methane gas is stored in natural fracture of coalbeds called cleat. Cleat was produced during coalification and tectonism process.

The aim of this study is to evaluate the influence of structures and tectonism processes towards the CBM potency in an area. The research methods were done by descriptive and analysis methods. Descriptive method was done by describing secondary data which contain rock mass data, and analyzing method was done by analyzing subsurface data consist of seismic and wireline log. Those data were used to determine the sweetspot area and calculate gas in place in target zone of CBM.

Based on geologic structure analysis, primary orientation trends which configure geologic structures is northeast-southwest, it is a Compression Phase of Miocene-Recent. This stress configured sincline, sinistral strike-slip fault, and normal faults in tensional phase. The interesting area of CBM exploration or sweetspot area located in the northeast area, with normal faults which control fracture permeability reach 12,22 mD, high thickness reach 14 – 18 feet (4,7 – 6 meter), and CBM target depth of < 6000 feet (2000 meter), and gas in place calculation reach 0,742 tcf. Completion techniques for CBM target in study area with relatively low permability are hydraulic fracturing completion and horizontal well with direction of well is relatively northeast-southwest which perpendicular with face cleat.

Keywords : coalbed methane, secondary permeability, sweetspot area

ABSTRAK

Peningkatan harga minyak dan gas serta krisis energi saat ini menyebabkan para eksplorasionis mencari sumber energi baru, antara lain gas pada *shale* dan pada batubara yang lebih ramah lingkungan. Gas pada lapisan batubara disebut dengan *coalbed methane*. Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan di Indonesia yang memiliki potensi cukup besar yaitu 183 tcf. Gas metana pada lapisan batubara disimpan dalam suatu sistem rekahan yang disebut dengan *cleat*. *Cleat* terbentuk pada proses pematubaraan maupun akibat proses tektonik.

Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui pengaruh struktur dan tektonik terhadap potensi CBM di suatu area. Metode penelitian dilakukan metode deskriptif dan dilanjutkan dengan metode analisis. Metode deskriptif dilakukan dengan melakukan deskripsi data sekunder yaitu *rock mass data*, dan metode analisis dengan melakukan analisis data bawah permukaan, yaitu seismik dan *wireline log*. Data tersebut digunakan untuk menentukan *sweetspot area* dan menghitung jumlah *gas in place* pada zona target CBM.

Berdasarkan analisis struktur geologi, arah tegasan maksimum pembentuk struktur utama adalah timurlaut-baratdaya, yang merupakan Fase Kompresi Miosen hingga *Recent*. Fase kompresi tersebut membentuk struktur sinklin, sesar mendatar mengkiri, dan sesar-sesar normal pada fase regangan. Zona paling menarik untuk eksplorasi CBM di Lapangan Dipa atau *sweetspot* adalah daerah dengan struktur geologi yang baik, sehingga memiliki permeabilitas mencapai 12,22 mD, ketebalan lapisan batubara mencapai 14 – 18 kaki (4,7 – 6 meter), serta kedalaman sesuai target CBM < 6000 kaki (2000 meter), dengan total *gas in place* sebesar 0,742 tcf. Teknik kompleksi untuk target CBM dengan permeabilitas rendah di lokasi penelitian adalah *hydraulic fracturing* dan sumur horizontal dengan arah relatif timurlaut-baratdaya, dengan arah tegak lurus orientasi *face cleat*.

Kata kunci : *coalbed methane*, permeabilitas sekunder, *sweetspot area*

PENDAHULUAN

Krisis energi menyebabkan era baru dalam eksplorasi minyak dan gas bumi secara konvensional, menjadi eksplorasi minyak dan gas bumi secara non-konvensional, seperti eksplorasi gas pada *shale* yang disebut *shale gas* dan eksplorasi gas pada lapisan batubara yang disebut dengan *coalbed methane*.

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan penghasil *coalbed methane* di Indonesia dengan potensi sebesar 185 Tcf. Faktor-faktor penting diperlukan untuk mengetahui potensi CBM, antara lain semua faktor geologi, meliputi ketebalan dan kedalaman batubara, karakteristik kualitatif dan kuantitatif batubara, struktur geologi yang mengontrol permeabilitas akibat rekahan (*fracture permeability*) dan sejarah tektonik, serta komposisi *gas in place* pada batubara.

Penelitian ini dilakukan pada Lapangan “DIPA”, Kabupaten Musi Banyuasin, Provinsi Sumatera Selatan pada Gambar 1. Secara geologi, terletak pada Depresi Lematang, Cekungan Sumatera Selatan.

Penelitian ini berfungsi untuk mengetahui pengaruh struktur geologi terhadap potensi CBM di Lapangan Dipa, Pada Lapangan Dipa, terdapat dua kelompok lapisan batubara, yaitu Kelompok Palembang dan Pangadang. Kelompok Pangadang belum dilakukan eksplorasi lebih rinci oleh PT. Medco CBM Sekayu. Sehingga penelitian difokuskan pada potensi CBM di Kelompok Pangadang.

SISTEM COALBED METHANE

Menurut Ayers (2002), sistem CBM berbeda dengan *petroleum system*, dalam hal sumber hidrokarbon, batuan *reservoir* dan proses

penyimpanan gas, serta batuan penutup dan pemerangkapan hidrokarbon. Penjelasan mengenai masing-masing sistem CBM dijelaskan sebagai berikut :

Sumber Hidrokarbon

Lapisan batubara merupakan batuan sumber hidrokarbon sekaligus sebagai *reservoir* hidrokarbon. Gas metana tersimpan dalam sistem *cleat* pada saat pembatubaraan. Sehingga lapisan batubara merupakan sumber hidrokarbon dalam sistem CBM, karena lapisan batubara terbentuk oleh material organik yang kaya akan unsur hidrogen, oksigen, dan karbon yang selanjutnya mengalami dekomposisi dan membentuk rantai karbon CH₄ atau disebut juga gas metana.

Batuan Reservoir dan Proses Penyimpanan Gas

Menurut Yee (1993; dalam Ayers, 2002), *coalbed gas* yang tersimpan dalam *cleat* dan pori batubara tersimpan berupa *free gas*. Kedalaman yang dibutuhkan untuk menghasilkan *reservoir coalbed gas* adalah kurang dari 4000 kaki.

Batuan Penutup (*Seal*) dan Proses Pemerangkapan (*Trap*)

Menurut Ayers (2002), batuan penutup dibutuhkan untuk mencegah gas keluar dari batuan *reservoir* lapisan batubara. Batuan penutup biasanya berupa batulempung, maupun *shale*. Proses pemerangkapan seperti pada sistem *petroleum* secara konvensional tidak diperlukan pada sistem CBM, karena pada sistem CBM, proses pemerangkapan gas metana terjadi akibat penarikan kebawah (*subordinate*) oleh gaya gravitasi bumi, sehingga gas metana tetap tersimpan dalam *cleat* maupun mikropori alam lapisan batubara.

Fracture dan Permeabilitas Batubara

Sistem CBM selanjutnya adalah *fracture* dan permeabilitas pada lapisan batubara. Menurut Ayers (2002), permeabilitas batubara merupakan faktor yang lebih penting dibandingkan dengan faktor *gas content*. Fluida mengalir sepanjang sistem rekahan pada lapisan batubara. *Cleat* adalah sistem rekahan yang simetris, ortogonal, dan sebagian besar tegak lurus dengan perlapisan batuan.

Cleat terdiri dari dua jenis yaitu *face cleat* dan *butt cleat*. *Face cleat* cenderung searah dengan tegasan maksimum, sedangkan *butt cleat* tegak lurus *face cleat*, yang dijelaskan pada Gambar 2. *Face cleat* terbentuk pada saat pembatubaraan akibat hilangnya air dan uap sehingga membentuk rekahan yang searah dengan tegasan utama, sedangkan *butt cleat* terbentuk setelah batuan terbentuk (*post depositional*) akibat proses tektonisme.

GEOLOGI REGIONAL CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Stratigrafi Regional

Cekungan Sumatera Selatan merupakan Cekungan Tersier belakang busur, berarah tenggara-baratlaut yang dibatasi oleh Sesar Semangko dan Pegunungan Bukit Barisan sebelah baratdaya, Paparan Sunda di sebelah timurlaut, Tinggian Lampung di sebelah tenggara yang memisahkan dengan Cekungan Sunda, serta Pegunungan Duabelas dan Pegunungan Tigapuluh yang memisahkan dengan Cekungan Sumatera Tengah.

Stratigrafi Regional Sumatera Selatan dijelaskan oleh De Coster (1974) pada Gambar 3. Unit-unit stratigrafi dinyatakan dalam umur dimulai dari Eosen sampai Kuartar. Ringkasan tiap unit stratigrafi (De Coster, 1974) sebagai berikut :

a. Batuan Dasar (*Basement*)

Batuan dasar Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari batuan metamorf dan batuan karbonat berumur Paleozoik – Mesozoik, serta batuan beku berumur Mesozoik.

b. Formasi Lahat

Formasi Lahat terdiri dari batupasir tufaan, konglomerat, breksi dan batulempung. Batuan tersebut merupakan produk dari sedimentasi benua (*continental sedimentation*), dan vulkanisme pada tektonisme berumur awal Tersier di Cekungan Sumatera Selatan.

c. Formasi Lemat

Formasi Lemat terdiri dari tuffa, batupasir, batulempung, dan breksi. Formasi Lemat berumur Oligosen Akhir.

d. Formasi Talang Akar

Formasi ini secara lokal diendapkan langsung diatas Formasi Lemat atau dapat juga langsung diatas batuan dasar, berupa batupasir dan batulempung yang diendapkan di lingkungan delta.

e. Formasi Baturaja

Formasi Baturaja terdiri dari *platform carbonate* atau *bank carbonate* dan pada beberapa tempat terbentuk sebagai *reefal carbonate*.

f. Formasi Gumai

Formasi Gumai ini biasa disebut juga Formasi Telisa dan diendapkan selama terjadi transgresi maksimum dan berkembang dengan baik ke seluruh Cekungan Sumatera Selatan.

g. Formasi Palembang Bawah

Formasi ini terjadi pada saat penyusutan air laut dan terendapkan secara selaras diatas Formasi Gumai. Formasi Palembang Bawah terdiri dari *shale* dan batupasir.

h. Formasi Muara Enim

Formasi Muara Enim ini disebut juga sebagai Formasi Palembang Tengah. Formasi Muara Enim terdiri dari batulempung, serpih, batupasir yang berkomposisi mineral-mineral glaukonit dan batubara.

i. Formasi Kasai (Plio – Plistosen)

Formasi ini merupakan formasi termuda dan biasa disebut juga Formasi Palembang Atas.

Formasi ini terdiri dari batulempung dan batulempung tufaan, batupasir tufaan, dan tufa, yang merupakan produk erosi dari pengangkatan Pegunungan Bukit Barisan dan Pegunungan Tigapuluh.

Perkembangan Tektonik Cekungan Sumatera Selatan

Peristiwa Tektonik yang berperan dalam perkembangan Pulau Sumatera dan Cekungan Sumatera Selatan menurut Pulunggono, dkk. (1992) adalah:

a. Fase Kompresi atau Fase *Rifting* (Jura – Kapur)

Fase ini berlangsung dari Kala Jura awal sampai Kapur. Tektonik ini menghasilkan sesar mendatar dekstral berarah baratlaut – tenggara seperti Sesar Lematang, Kepayang, Saka, dan *trend* berarah utara – selatan, serta terjadi pergerakan mendatar dan intrusi granit berumur Jurasik – Kapur (Pulunggono, 1992).

b. Fase Tensional (Kapur Akhir – Tersier Awal)

Fase tensional pada Kala Kapur Akhir sampai Tersier Awal yang menghasilkan sesar normal dan sesar tumbuh berarah utara – selatan dan baratlaut – tenggara. Sedimentasi mengisi cekungan diatas batuan dasar bersamaan dengan kegiatan gunung api.

c. Fase *Sagging* (Fase Tektonik Miosen atau Intra Miosen)

Fase ketiga yaitu adanya aktivitas tektonik Miosen atau Intra Miosen menyebabkan pengangkatan tepi-tepi cekungan dan diikuti pengendapan bahan-bahan klastika.

d. Fase Kompresional (Miosen – Pliosen)

Cekungan Sumatera Selatan mengalami peningkatan tektonik sebagai akibat tumbukan konvergensi Lempeng Samudra Hindia yang lebih kuat dengan Lempeng *Sundaland* pada akhir Miosen. Fase kompresi ini membentuk perlipatan-perlipatan, sesar-sesar mendatar, reaktifasi sesar-sesar berumur Paleogen, mereaktifasi struktur geologi yang lebih tua menjadi struktur *inverse (uplifted)* dan

membentuk kompleks antiklinorium berarah tenggara – baratlaut.

METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian dilakukan dengan melakukan analisis data *wireline log* dan seismik untuk mengetahui ketebalan, kedalaman, dan kemenerusan batubara. Selain itu menggunakan analisis *imaging log* untuk mengetahui orientasi dan kerapatan *cleat* pada lapisan batubara, korelasi sumur, serta pembuatan peta struktur kedalaman dan peta ketebalan.

Analisis data batuan (*rock mass data*) dilakukan untuk mengetahui komposisi batubara *Seam Pangadang-A* yang merupakan data sekunder, dan pendukung untuk menghitung besarnya *gas in place*.

ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN

Stratigrafi Daerah Penelitian

Berdasarkan analisis *wireline log* di Lapangan Dipa, maka diketahui stratigrafi daerah penelitian. Litologi yang terdapat pada lokasi penelitian terdiri dari batupasir, *shale*, dan batubara yang merupakan Formasi Muara Enim berumur Miosen Akhir yang diendapkan dalam lingkungan fluvial hingga transisi.

a. Batupasir

Batupasir pada *wireline log* memiliki *gamma ray* yang rendah yaitu kurang dari 60 API, densitas antara 2,5 – 2,7 gram/cm³, dan resistivitas yang bervariasi tergantung dengan ada tidaknya dan jenis fluida penyusun batuan.

b. Shale

Shale pada *wireline log* memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi karena memiliki unsur radioaktif yang tinggi, yaitu lebih dari 60 API, densitas yang tinggi yaitu mencapai 2,8 gram/cm³, dan resistivitas yang rendah.

c. Batubara

Batubara merupakan target eksplorasi CBM pada Lapangan Dipa. Batubara berdasarkan *wireline log* menunjukkan karakter kurva *log* yang kontras dibandingkan dengan batuan lain, seperti batupasir dan *shale*. Lapisan batubara

menunjukkan *log* densitas (RHOB) yang rendah, kurang dari 2 gram/cm³, *log gamma ray* yang rendah < 60 API. Selain itu lapisan batubara juga dilihat dari *log* resistivitas yang menunjukkan nilai yang tinggi.

Proses Tektonisme, dan Penyimpanan CBM dalam Batubara di Lapangan Dipa

Selama proses deformasi kompresi antara Jura Akhir hingga Kapur Awal menghasilkan sesar-sesar dan lipatan-lipatan yang berpengaruh penting dalam pembentukan CBM, dengan konsentrasi CBM berada pada lipatan dan zona sesar.

Fase Tensional pada Kapur Akhir-Tersier menghasilkan sesar normal dan sesar tumbuh berarah baratlaut – tenggara yang membentuk graben-graben sebagai tempat akumulasi material sedimen. Fase *Sagging* pada Oligosen hingga Miosen Akhir pengisian cekungan terjadi pada dari 2 sumber baru, yaitu berasal dari *Sundaland* dan dari Pegunungan Bukit Barisan. Material kaya material organik ini menghasilkan lapisan batubara Formasi Muara Enim pada lingkungan darat hingga transisi.

Pada Miosen Tengah-Pliosen terjadi Kompresi berarah relatif utara-selatan. Pada penampang seismik, sesar tersebut kemudian mengalami inversi. Struktur inversi mengubah lapisan batubara yang telah terbentuk pada Fase *Sagging*.

Struktur Geologi pada Seam Pangadang-A

Struktur geologi dilakukan dengan melakukan *picking* atau penelusuran struktur geologi dari penampang seismik. Struktur geologi pada *Seam* Pangadang-A antara lain :

a. Sesar Normal

Sesar normal pada lokasi penelitian secara umum berarah baratdaya-timurlaut. Sesar – sesar normal yang membentuk graben – graben akibat gaya ekstensional menghasilkan daerah rendahan atau depresi di lokasi penelitian.

b. Sesar Mendatar Mengkiri

Sesar mendatar mengkiri dapat dilihat dari *negative flower structure* pada penampang seismic.

c. Struktur Lipatan berupa Sinklin

Struktur sinklin pada lokasi penelitian memiliki sumbu lipatan berarah baratlaut – tenggara. Struktur ini terdapat pada bagian baratdaya hingga selatan dari lokasi penelitian.

Analisis Struktur Geologi Berdasarkan Konsep *Simple Shear* Harding (1974)

Analisis struktur geologi berfungsi untuk mengetahui tegasan maksimum pembentuk struktur di lokasi penelitian berdasarkan konsep Harding (1974). Hal ini berfungsi untuk mengetahui tegasan maksimum, sehingga dapat diketahui orientasi *cleat*.

Analisis struktur geologi dilakukan berdasarkan peta struktur kedalaman *Seam* Pangadang-A. Arah tegasan maksimum adalah relatif timurlaut – baratdaya yang ditunjukkan pada Gambar 4.

Peta struktur kedalaman lapisan batubara Pangadang-A pada Gambar 5, dibuat berdasarkan peta struktur kedalaman yang sudah ada sebelumnya untuk acuan dan penampang seismik, yang selanjutnya dilakukan *picking* seismik pada perangkat lunak Petrel 2009. Peta struktur kedalaman suatu lapisan batubara dalam eksplorasi CBM penting untuk mengetahui kedalaman target, karena target CBM adalah 900 – 6000 kaki (300 – 2000 meter).

Korelasi Struktural *Seam* Pangadang-A

Korelasi struktural *Seam* Pangadang-A dilakukan untuk mengetahui kemenerusan lapisan batubara pada lokasi penelitian. Korelasi dilakukan dengan arah timurlaut – baratdaya, dan tenggara – baratlaut. Korelasi pertama ditunjukkan pada Gambar 6, pada sumur Hall-01, Dipa-03 dan Dipa-04 yang berarah tenggara-baratlaut. *Seam* Pangadang-A semakin dalam kearah tenggara pada sumur Hall-01. Hal ini diinterpretasikan bahwa semakin kearah baratdaya, merupakan lembah sinklin. Sedangkan semakin kearah baratlaut dan utara merupakan daerah tinggian.

Ketebalan Lapisan Batubaraa

Ketebalan *Seam* Pangadang-A pada Lapangan Dipa, bervariasi dari 1 hingga 20 kaki pada Gambar 7. Berdasarkan peta struktur kedalaman, batubara yang tebal terdapat pada lembah sinklin

pada bagian barat laut Lapangan Dipa. Korelasi pada Gambar 6, menunjukkan adanya kemenerusan dari lapisan batubara yang semakin dalam ke arah barat daya. Semakin ke arah barat daya lapisan semakin dalam, hal ini disebabkan karena adanya lembah sinkin.

Analisis Orientasi dan Densitas Cleat Berdasarkan Data Imaging Log

Analisis orientasi *cleat* bertujuan untuk mengetahui arah dari *cleat*, baik *face cleat* maupun *butt cleat*. Gambar 8 merupakan hasil interpretasi adanya *cleat* dengan menggunakan *imaging log*. Interpretasi *face cleat* memiliki arah yaitu sebesar N50°E, sedangkan arah *butt cleat* yaitu N135°E. *Butt cleat* selalu tegak lurus dengan *face cleat*, dan *face cleat* cenderung dihasilkan oleh arah tegangan maksimum.

Densitas *cleat* dapat dihitung dengan pengukuran singkapan di permukaan maupun dengan menggunakan *imaging log*. Densitas *cleat* pada *imaging log* diasumsikan merupakan perbandingan volume seluruh *cleat* dengan volume total batuan dikalikan dengan 100%. Sehingga dapat disimpulkan, densitas *cleat* merupakan volume seluruh *cleat* pada *Seam Pangadang-A* dengan volume total *Seam Pangadang-A* dikalikan dengan 100% yang dijelaskan di persamaan 4.1. Hasil perhitungan kerapatan *cleat* dijelaskan pada Tabel 1.

$$\text{Densitas cleat (\%)} = \frac{\text{Volume seluruh cleat}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\% \dots\dots\dots 4.1$$

Volume *Seam Pangadang-A* pada *imaging log* = $\pi \times r^2 \times t = 3,14 \times (3,5 \text{ kaki})^2 \times 6 \text{ kaki} = 230,79 \text{ kaki}^3$. Jika densitas *cleat* adalah 0,026% maka densitas *cleat* seluruhnya adalah :

$$\begin{aligned} \text{Densitas cleat (\%)} &= \frac{\text{Volume seluruh cleat}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\% \\ &= (0.026 / 230.79) \times 100\% \\ &= 0.011\% \end{aligned}$$

Karakteristik Fisik Lapisan Batubara Seam Pangadang-A

Analisis Proksimat dan Ultimat Batubara

Analisis *proximate* batubara dilakukan untuk mengetahui komposisi gas metana batubara pada Lapangan Dipa. Analisis ini berfungsi untuk menentukan potensi CBM, dilihat dari

komposisi batubara. Analisis proksimat ditunjukkan pada Tabel 2 yang merupakan data sekunder dari PT. Medco CBM Sekayu (2009).

Unsur karbon dan hidrogen berfungsi untuk mengetahui produk gas yang dihasilkan dari hasil pembakaran, sedangkan unsur nitrogen, sulfur, dan oksigen diperlukan untuk perhitungan secara terpisah, misalnya persentase O/C dengan H/C digunakan untuk mengetahui kematangan batubara dalam Diagram Krevelen yang ditunjukkan pada Gambar 9. Hasil perhitungan perbandingan O/C dan H/C diperoleh nilai O/C sebesar $7/48.2 = 0.15$, sedangkan nilai H/C sebesar $4.2/48.2 = 0.09$, maka komposisi maseral *Seam Pangadang-A* adalah Vitritinit.

Analisis Peringkat Batubara

Menurut Rogers (1997), analisis peringkat batubara untuk CBM adalah dengan parameter *maximum reflectance*, karena reflektansi adalah fungsi komposisi karbon yang sensitif hingga mencapai 85% karbon *dry ash free*. Peringkat batubara pada kedalaman 3127,60 kaki adalah *high volatile sub-bituminous B*, peringkat batubara pada kedalaman 3171 kaki dan 3172,60 kaki adalah *sub-bituminous* pada Tabel 3.

Analisis Reservoir Batubara

Permeabilitas Batubara

Permeabilitas diketahui berdasarkan *welltest*. Pada Lapangan Dipa, *welltest* telah dilakukan untuk mengetahui nilai permeabilitas absolut *Seam Pangadang-A*. Pada Sumur Dipa-04, *Seam Pangadang-A* terdapat pada kedalaman antara 2990 hingga 3125 kaki, nilai permeabilitasnya adalah sebesar 10 mD.

Welltest belum dilakukan di sumur lain, sehingga diperlukan metode lain untuk mengetahui nilai permeabilitas pada sumur selain Dipa-01 dan Dipa-04, yaitu dengan analisis permeabilitas menggunakan perhitungan berdasarkan kurva *well log*. Selanjutnya melakukan *crossplot* untuk mengetahui hubungan antara porositas dan permeabilitas inilah yang digunakan untuk menghitung permeabilitas di Lapangan Dipa pada Tabel 4. Peta permeabilitas terdapat pada Gambar 10, dengan nilai permeabilitas antara 0 hingga 12,22 mD.

Perhitungan Gas In Place (GIP)

Perhitungan cadangan *gas in place* di lokasi penelitian dilakukan untuk mengetahui cadangan gas metana yang tersimpan pada lapisan batubara sebagai *reservoir coalbed methane*. Perhitungan dilakukan dengan metode volumetrik yang dikemukakan oleh Mavor dan Nelson (2000; dalam Ariani, 2006). Metode perhitungan tersebut dijelaskan pada persamaan 4.2. Hasil perhitungan *Seam* Pangadang-A terdapat pada Tabel 5, dengan cadangan *gas in place* sebesar 2.102.790,2 scf.

$$GIP = h \times A \times G \times \rho \times (1-AC) \times (1-MC) \times (1-CO_2) \dots\dots\dots 4.8$$

Potensi CBM Seam Pangadang-A

Pembuatan peta potensi CBM atau *sweetspot area map* pada penelitian ini dilakukan dengan mendeliniasi secara manual berdasarkan parameter geologi untuk CBM yaitu ketebalan pada peta ketebalan (*isopach map*), peta kedalaman dan struktur kedalaman (*depth structure map*), serta permeabilitas relatif yang dibuat dari peta struktur kedalaman dan perhitungan permeabilitas. Semua peta tersebut di-*overlay*, kemudian dibuat peta potensi CBM. Permeabilitas dikontrol oleh struktur geologi di lokasi penelitian.

Berdasarkan analisis beberapa diatas, potensi CBM dibagi menjadi 4 zona, pada Gambar 11. Zona I merupakan zona yang paling baik untuk CBM *Seam* Pangadang-A, karena memiliki total ketebalan lapisan batubara yang tebal mencapai 14 – 18 kaki (4,7 – 6 meter), banyak terdapat struktur geologi, sehingga permeabilitas juga bagus, yaitu lebih dari 10 mD. Maka zona ini merupakan zona yang paling baik untuk eksplorasi CBM *Seam* Pangadang-A paling baik. Zona ini terletak pada sayap sinklin.

Zona II yaitu zona yang cukup baik untuk eksplorasi CBM *Seam* Pangadang-A, karena memiliki ketebalan lapisan batubara yang cukup tebal 9 -13 kaki (9 – 4,3 meter), struktur geologi yang cukup sehingga permeabilitas sedang hingga cukup baik yaitu antara 5-9 mD.

Zona III merupakan area yang kurang baik untuk eksplorasi CBM karena tidak terdapat atau sedikit struktur geologi, permeabilitas < 5 mD, dan lapisan batubara yang tipis yaitu 6 – 9 kaki (2 – 3 meter). Sedangkan zona IV merupakan

zona yang kurang menarik untuk eksplorasi CBM meskipun struktur geologi cukup baik, namun lapisan batubara Pangadang-A sangat dangkal, singkapan.

KESIMPULAN

1. Arah tegasan maksimum pembentuk struktur utama pada *Seam* Pangadang-A adalah timurlaut – baratdaya, tepatnya berarah N 35°E, yang merupakan Fase Kompresi Miosen hingga *Recent*. Tegasan maksimum tersebut membentuk struktur sinklin dengan sumbu berarah baratlaut-tenggara, sesar mendatar mengkiri berarah timurlaut-baratdaya, dan sesar-sesar normal serta graben-graben relatif berarah timurlaut-baratdaya.
2. Orientasi rekahan alami pada lapisan batubara Pangadang-A memiliki arah *face cleat* N 50°E dan *butt cleat* N 135°E berada pada area dengan struktur geologi berupa sesar normal, dengan nilai kerapatan *cleat* sebesar 0,011%.
3. Analisis potensi CBM berdasarkan struktur geologi, permeabilitas, ketebalan, dan kedalaman batubara dilakukan deliniasi zona potensi CBM. Berdasarkan analisis potensi terdapat 4 zona, yaitu zona I paling baik, zona II baik dan Zona III Cukup baik, dan zona IV kurang baik. Zona I yang paling baik untuk eksplorasi CBM di Lapangan Dipa atau *sweetspot area* adalah daerah dengan struktur geologi berupa sesar normal yang berkembang, sehingga memiliki permeabilitas sedang hingga baik yaitu antara 10-12,22 mD, ketebalan lapisan batubara yang baik, yaitu 14-18 kaki (4,7-6 meter), serta kedalaman sesuai target CBM yaitu kurang dari 6000 kaki (2000 meter), dengan total *gas in place* adalah sebesar 0,742 tcf.

UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis mengucapkan terimakasih kepada PT.Medco CBM Sekayu atas izin yang diberikan untuk melakukan penelitian, serta data yang dibutuhkan. Kepada Bapak Rana Lesmana, pembimbing kantor, serta Bapak Hadi Nugroho dan Bapak Dian Agus Widiarso selaku pembimbing di kampus, atas arahan selama penulisan karya ilmiah ini, serta semua pihak

yang membantu dan memberikan dukungan kepada penulis hingga dapat menyelesaikan karya ilmiah ini.

DAFTAR PUSTAKA

Buku Referensi

Rogers, R., Rumurthy, M., Rodvelt, G., Mullen, M. 2007. *Coalbed methane Principles and Practices Courtesy of Halliburton*. U.S : Oktibbeha Publishing Co., LLC.

Jurnal

Aminian. 2000. *Evaluation of Coalbed Methane Reservoirs*. USA : West Virginia University.

Ayers Jr., W.B. 2002. *Coalbed Gas System, Production, and Review of Contrasting from the San Juan and Powder River Basin*. Oklahoma : AAPG Database of Coalbed methane a Compendium of Influential Papers.

De Coster, G.L. 1974. *The Geology of Central and South Sumatera Basin*. Indonesia : Proceedings of 2nd Indonesian Petroleum Association (IPA) Annual Convention, halaman 77-110.

Ginger, D., dan Fielding, K. 2005. *The Petroleum Systems and Future Potential of The South Sumatera Basin*. Indonesia : Proceedings of Indonesian 30th Petroleum Association (IPA) Annual Convention.

Pulunggono, A., Haryo. A.S., Kosuma., C.G. 1992. *Pre-Tertiary and Tertiary Fault System as*

a Framework of the South Sumatera Basin : A Study of Sar-Maps. Indonesia : Proceedings of 21th Indonesian Petroleum Association (IPA) Annual Convention, halaman 339-360.

Rice, D.D. 1993. *Composition and Origins of Coalbed Gas, in eds., Ben E. Law and D.D. Rice*. AAPG Studies in Geology # 38, halaman 159-184.

Yao, Y., Liu, D., Tang, D., Che, Y., Huang, W. 2008. *Preliminary Evaluation of The Coalbed Methane Production Potential and Its Geological Controls in The Weibei Coalfield, Southeastern Ordos Basin, China*. China : International Journal of Coal Geology.

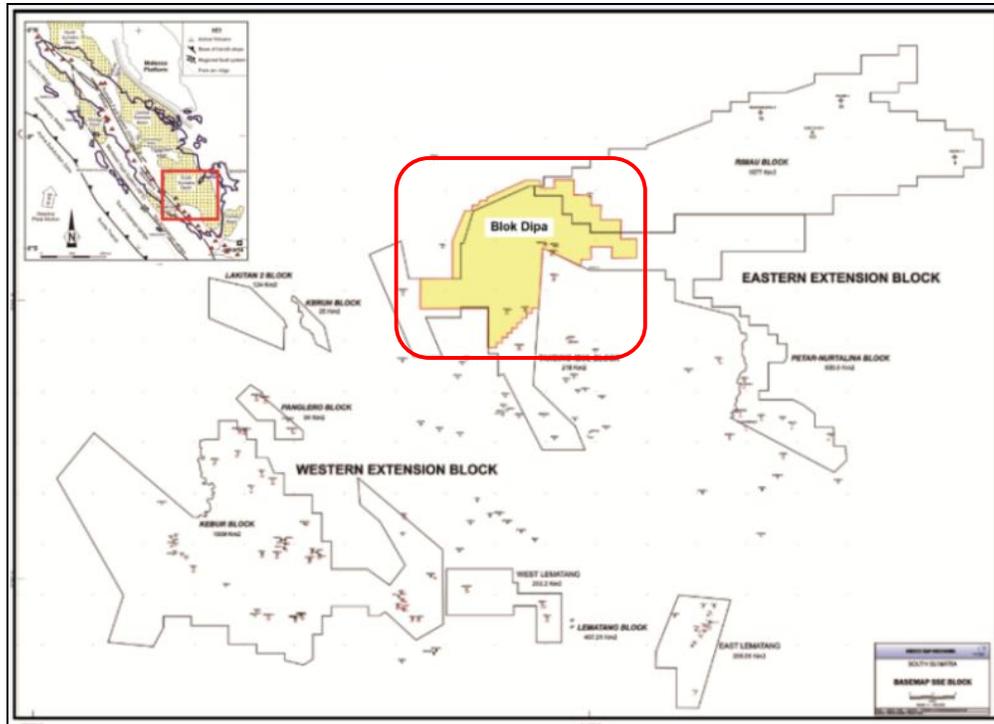
Yee, D., Seidle, J.P., Hanson, W.B. 1993. *Gas Sorption on Coal and Measurement of Gas Content, in eds., Ben E. Law and D.D. Rice, Hydrocarbons From Coal*. US : AAPG Studies in Geology #38.

Laporan

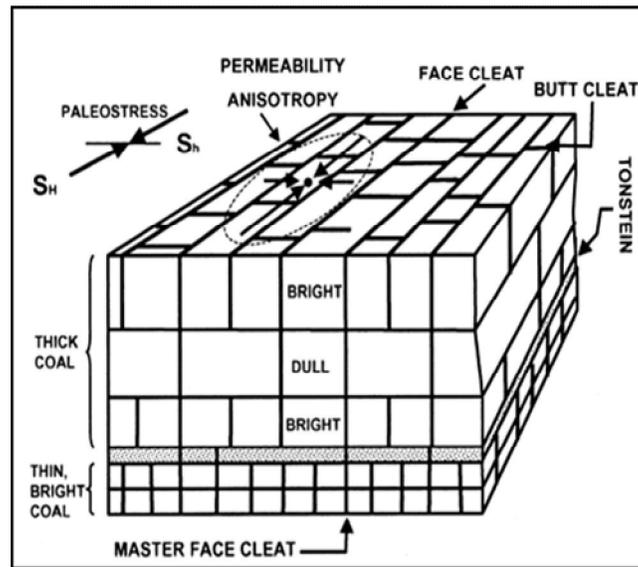
Ariani, D.N. 2006. *Coalbed Methane in The CBM Field, South Sumatera Basin*. Jakarta : Universitas Trisakti. (Tidak dipublikasikan).

PT. Medco CBM Sekayu. 2009. *Laporan G&G Lematang*. (Tidak dipublikasikan).

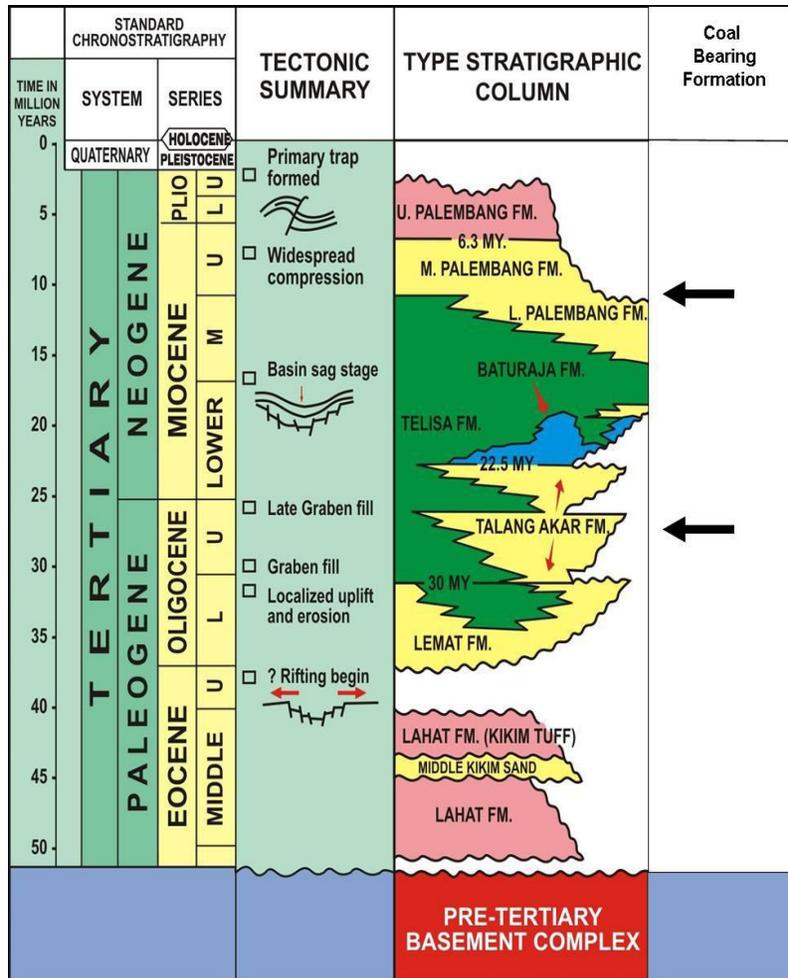
PT. Medco CBM Sekayu. 2013. *Perhitungan Petrofisis Estimasi Nilai Permeabilitas Berdasarkan Data Well Log*. (Tidak dipublikasikan).



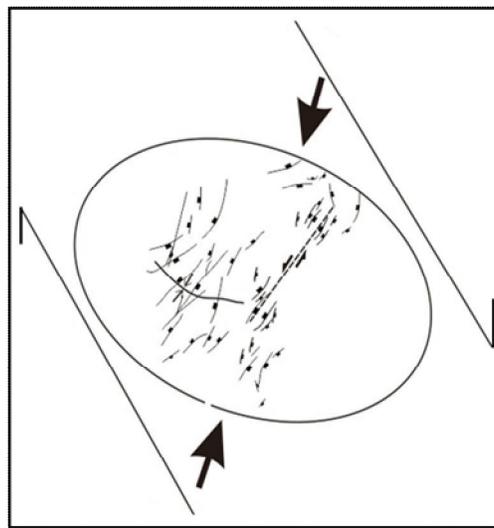
Gambar 1. Lokasi penelitian ditunjukkan dengan warna kuning (PT. Medco CBM Sekayu, 2009)



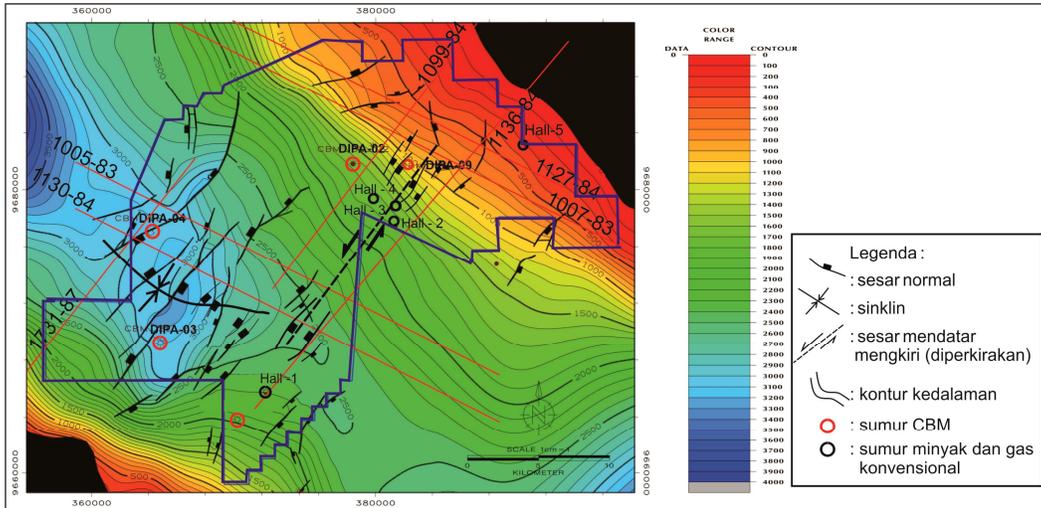
Gambar 2. Skema yang menunjukkan hubungan antara *face cleat* dan *butt cleat* dengan tegasan maksimum (Ayers, 2002)



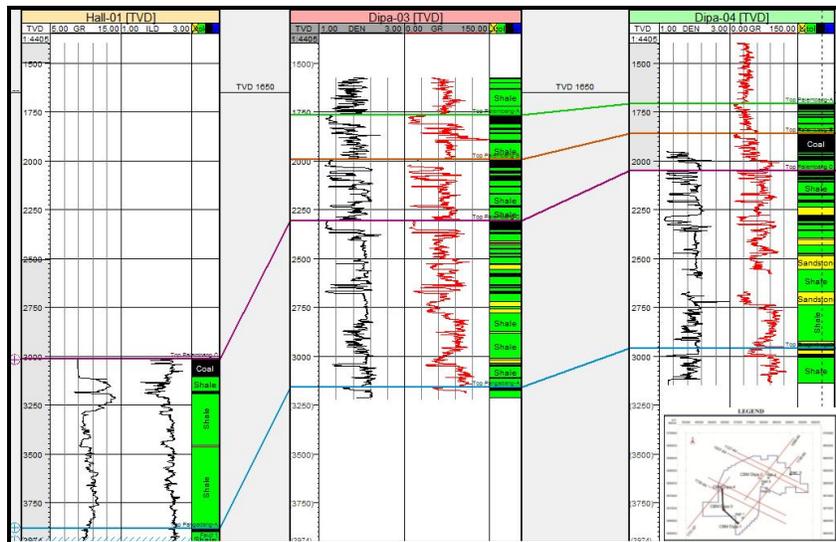
Gambar 3. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan (De Coster, 1974)



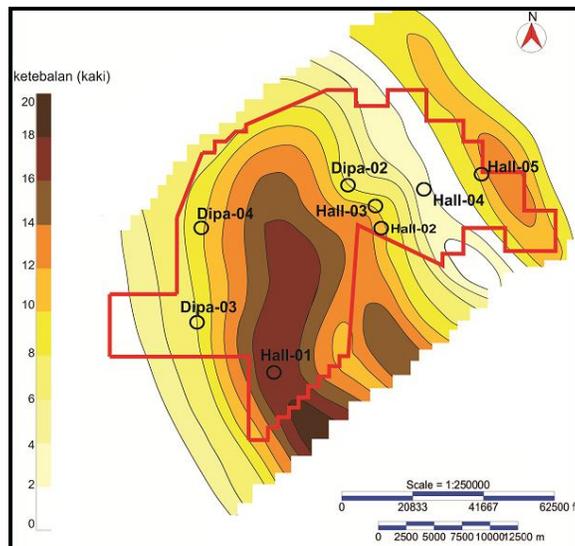
Gambar 4. Model struktur di Lapangan Dipa berdasarkan model *Simple Shear* Harding (1974) pada Fase Kompresi berumur Miosen – Recent



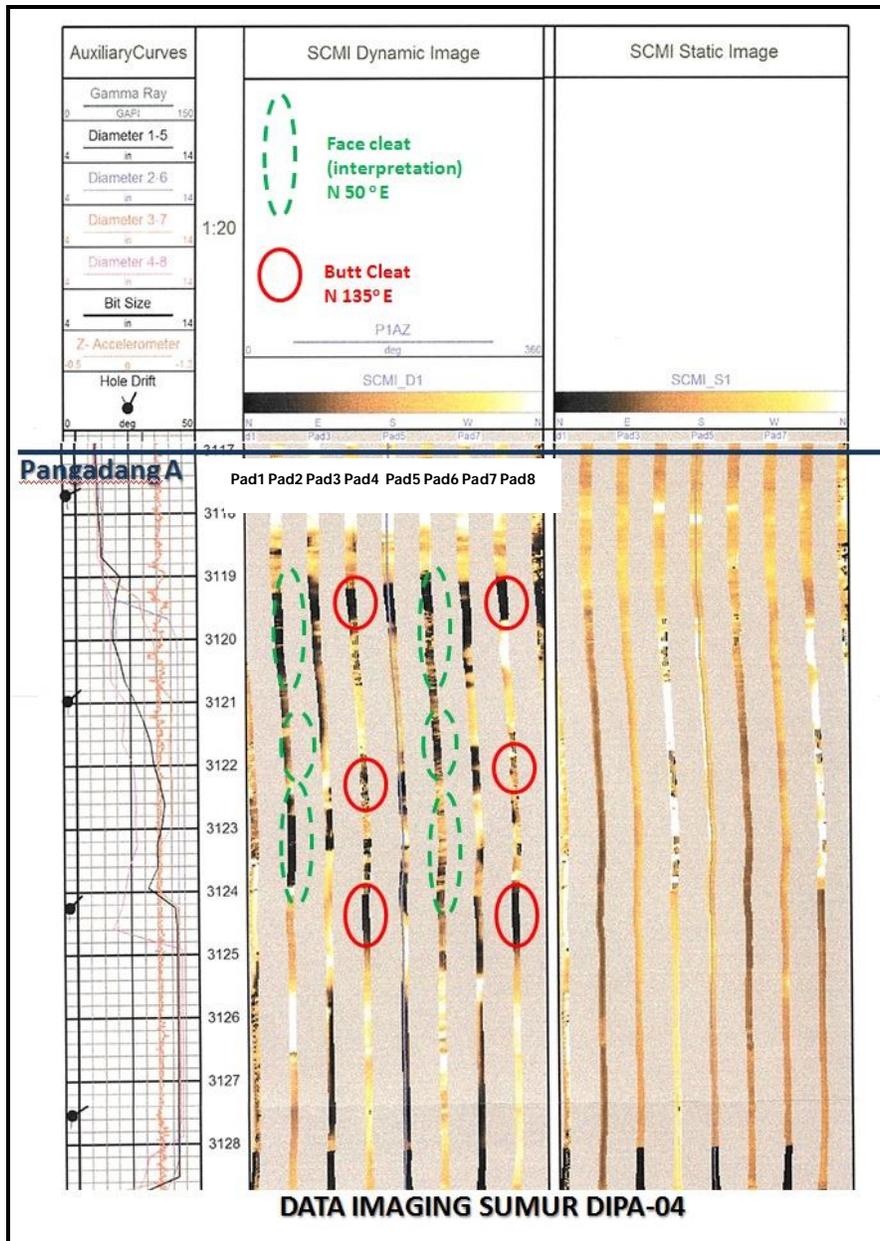
Gambar 5. Peta Struktur Kedalaman Seam Pangadang-A



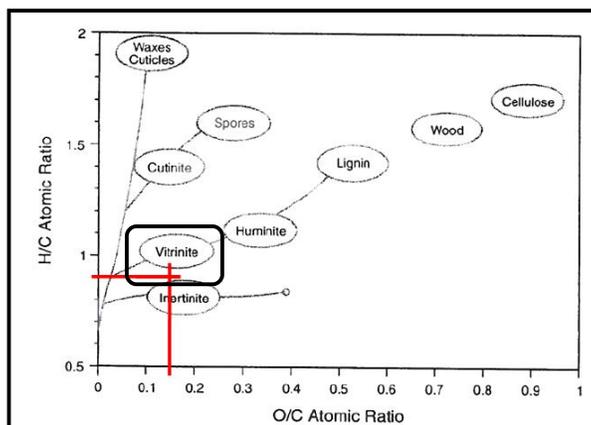
Gambar 6. Korelasi Sumur Hall-01, Dipa-03, dan Dipa-04 yang berarah tenggara-baratlaut, menunjukkan Seam Pangadang-A di Sumur Hall-01 pada kedalaman 3882 – 4004 kaki, Dipa-03 pada kedalaman 3156 kaki – 3175 kaki, Sumur Dipa-04 pada kedalaman 2990 – 3125 kaki, dan Sumur Dipa-02 pada kedalaman 1710 kaki – 1860 kaki



Gambar 4.7. Peta Ketebalan Seam Pangadang-A (Isopach Map)

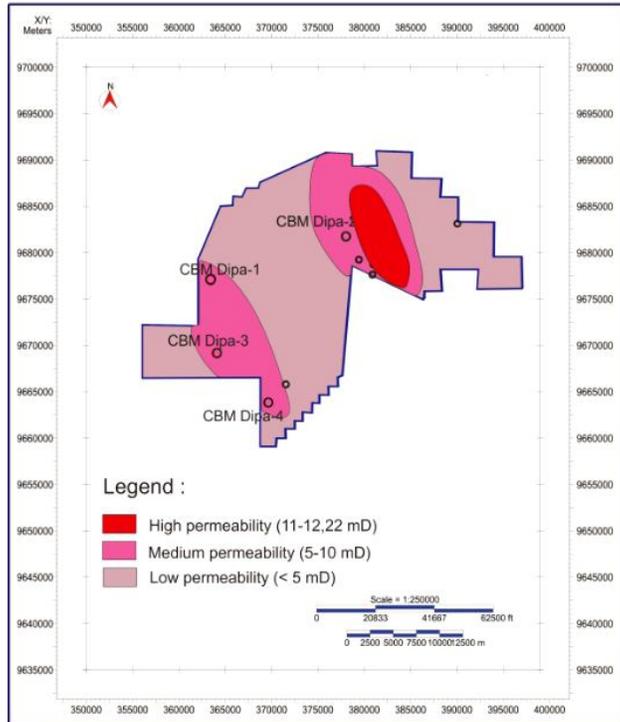


Gambar 8. *Imaging log* sumur CBM Dipa-04 (PT. Medco CBM Sekayu, 2013)



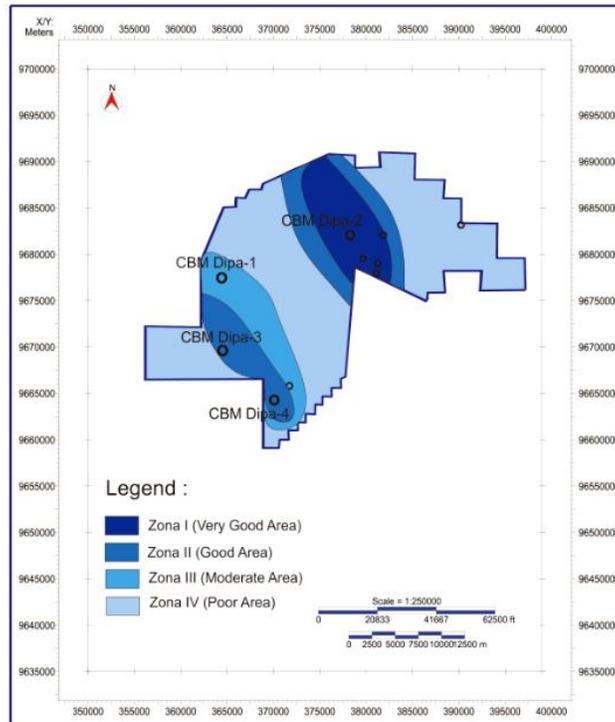
Gambar 9. Hasil perbandingan antara atom O/C dengan H/C pada Diagram Krevelen (Rogers, 2007)

PERMEABILITY MAP OF PANGADANG COAL SEAM



Gambar 10. Peta permeabilitas Seam Pangadang-A

SWEETSPOT MAP OF PANGADANG COAL SEAM



Gambar 11. Zonasi potensi CBM di Lapangan Dipa

Tabel 1. Perhitungan Volume *Cleat* pada *Seam* Pangadang-A

Nomor <i>Cleat</i>	Jenis <i>Cleat</i>	Kedalaman (kaki)	Panjang <i>cleat</i> (kaki)	Lebar <i>cleat</i>	Tinggi / <i>aperture cleat</i>	Volume <i>cleat</i> (Kaki ³)
1	<i>Face cleat</i>	3119 – 3121	2	7 inchi = 0,58 kaki	2 mm = 0,006 kaki	0,007
2	<i>Face cleat</i>	3121 – 3122	1	7 inchi = 0,58 kaki	2 mm = 0,006 kaki	0,003
3	<i>Face cleat</i>	3122 – 3124	2	7 inchi = 0,58 kaki	2 mm = 0,006 kaki	0,007
4	<i>Butt cleat</i>	3119 – 3120	1	7 inchi = 0,58 kaki	2 mm = 0,006 kaki	0,003
5	<i>Butt cleat</i>	3122 – 3123	1	7 inchi = 0,58 kaki	2 mm = 0,006 kaki	0,003
6	<i>Butt cleat</i>	3124 – 3125	1	7 inchi = 0,58 kaki	2 mm = 0,006 kaki	0,003
Total Volume <i>Cleat</i>						0,026

Tabel 2. Analisis *proximate* dan *ultimate* sampel *wireline core Seam* Pangadang-A pada Sumur Dipa-04 (PT. Medco CBM Sekayu, 2009)

<i>Bottom Depth</i> (feet)	Total Gas (ARB)	Analisis <i>Proximate</i> (%)				Analisis <i>Ultimate</i> (%)				
		<i>Total Moisture</i>	<i>Ash Content</i>	<i>Volatile Matter</i>	<i>Fixed Carbon</i>	C	H	N	S	O
3129,7	103,84	28,0	3,6	31,4	36,9	54,1	4,9	0,7	0,2	9,3
3131,3	75,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3142,2	26,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3172,6	77,73	18,6	39,9	22,0	19,5	35,8	2,7	0,3	0,3	2,8
3174,0	130,18	27,7	3,1	34,6	34,6	54,8	5,1	0,9	0,4	8,9

Tabel 3. Peringkat Batubara *Seam* Pangadang-A pada Sumur Dipa-04

Kedalaman Pengambilan Sampel (kaki)	<i>Maximum Reflectance</i> (% Ro)	<i>Volatile Matter</i> (%)	<i>Fixed Carbon</i> (%DAF)	<i>Carbon Content</i> (%DAF)	Peringkat Batubara (Rogers, 1997)
3127,60	0,48	31,4	54,0	79,2	<i>high volatile bituminous B</i>
3171,00	0,44	22,0	46,9	86,3	<i>sub-bituminous</i>
3172,60	0,46	34,6	50,0	79,2	<i>sub-bituminous</i>

Tabel 4. Nilai Permeabilitas *Seam* Pangadang-A di Lapangan Dipa pada kedalaman tertentu

Nama Sumur	Kedalaman (kaki)	Ketebalan (kaki)	DT (μ s/kaki)	Porositas Raymer-Hunt (1991; dalam Balan, dkk., 1995) (%)	Permeabilitas (mD)		
					Timur (1968; dalam Balan, dkk., 1995)	Coates (1981; dalam Balan, dkk., 1995)	Coates – Dumanoir (1974; dalam Balan, dkk., 1995)
Dipa-2	1710 - 1714	4	163.4	0.08	4.6	4.9	13.7
Dipa-2	1728 - 1732	4	163.5	0.09	4.7	4.9	13.9
Dipa-2	1736 - 1742	6	162	0.08	3.6	3.9	11
Dipa-2	1766 - 1774	8	164	0.09	5.1	5.3	14.9
Dipa-3	3117 - 3132	15	169	0.10	10.4	10	28.2
Hall-1	3990-4003	14	162	0.08	1.95	2.68	7.55
Hall-3	1890-1899	10	170	0.10	13.21	12.22	34.25
Hall-4	1712-1718	4	169	0.10	11.86	11.82	31.05

Tabel 5. *Gas In Place Seam* Pangadang-A

h (kaki)	A (kaki ²)	Gas content (scf/ton)	Densitas (gram/cm ³)	(1-AC)	(1-MC)	(1-CO ₂)	Coal Tonnage (ton/ha)	GIP
6	2,5 x 10 ⁹	103,84	0,93	0,9964	0,686	0,361	13,95	7,42 x 10 ¹¹ scf = 0,742 tcf

Diketahui:

Ash Content = 3,6 %

Volatile Matter = 1,4 %

CO₂ = 6,9 %