



p-ISSN 1907-0438

# PETRO

## JURNAL ILMIAH TEKNIK PERMINYAKAN



Faculty of Earth Technology and Energy  
Universitas Trisakti, Jakarta Indonesia

pet

Vol. VIII

No. 3

Pt  
1-

Jakarta  
Sept, 2019

## EDITORIAL TEAM

---

### EDITOR IN CHIEF

cahaya rosyidan, universitas trisakti, Indonesia

### EDITORIAL BOARD

Aqlyna Fattahanisa, Scopus ID [57211560350], Sinta ID [6704898], Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia, Indonesia

Zakiah Darajat Nurfaejrin, Teknik Perminyakan Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia, Indonesia

Ira Herawati, Universitas Islam Riau (UIR), RIAU, INDONESIA, Indonesia

Mr. Raka Sudira Wardana, Universitas Pertamina, Indonesia

Fidya Varayesi, scopus id[57208717936] Teknik Perminyakan, Universitas Tanri Abeng, Indonesia

Wiwiek Jumiati, Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Sains Bandung (ITSB), Cikarang, Indonesia, Indonesia

Ghanima Yasmaniar, Teknik Perminyakan Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia, Indonesia

Havid Pramadika, Scopus ID [57214139896] Teknik Perminyakan Universitas Trisakti, Indonesia

Widia Yanti, Scopus ID [57193695523] Teknik Perminyakan Universitas Trisakti

ISSN: 2614-7297

## PEER REVIEW

Dr.Ir. Imam Setiaji Ronoatmojo, MT, id scopus [1915188] Teknik Geologi, Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia, Indonesia

Dr. muhammad taufik fathaddin, Teknik Perminyakan Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia, Indonesia

Prof Asri Nugrahanti, Teknik Perminyakan Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia, Indonesia

Wirawan Widya Mandala, ST,MT, Teknik Perminyakan, Universitas Proklamasi 45, Yogyakarta, Indonesia, Indonesia

Prof. Dr. Septorotno Siregar, Scopus ID [ 6602618352 ] Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung, Bandung, Indonesia, Indonesia

Dr. Boni Swadesi, Scopus ID [55001825300] Teknik Perminyakan Universitas Pembangunan Nasional Veteran Yogyakarta, Indonesia, Indonesia

Dr. Eng Muslim Muslim, Scopus ID [0000-0003-0584-861X]Universitas Islam Riau (UIR), Riau, Indonesia, Indonesia

Dr. Astra Agus Pramana DN, Scopus Id [36810174500] Universitas Pertamina, Jakarta, Indonesia, Indonesia

Dr. Rini Setiati, Scopus ID [ 57200731324] Teknik Perminyakan Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia, Indonesia

Dr. Suryo Prakoso, Scopus ID [57200721321] Teknik Perminyakan Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia, Indonesia

Muhammad Burhannudinnur, Scopus ID [ 6507677994] Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia

ISSN: 2614-7297



# JURNAL PETRO

Vol. VIII No. 3, September 2019

P-ISSN 1907-0438

E-ISSN 2614-7297

Accreditation No : 14/E/KPT/2019 (SINTA 5)

- 
- |   |           |
|---|-----------|
| ☞ <b>PROJECT ECONOMIC EVALUATION OF LOW PERMEABILITY RESERVOIR DEVELOPMENT USING DISCOUNTED CASH FLOW METHOD AND REAL OPTION ANALYSIS FOR INVESTMENT DECISION</b><br>Agus Rudiyono                                    | 81 - 89   |
| ☞ <b>THE EFFECT OF USING CALCIUM CHLORIDE IN G CLASS CEMENT ON STARTING TIME AND CEMENT PRESSURE</b><br>Cahaya Rosyidan   | 91 - 94   |
| ☞ <b>ANALISIS COMPRESSIVE STRENGTH DAN THICKENING TIME SEMEN KELAS G DENGAN PENAMBAHAN ADDITIVE SODIUM LIGNOSULFANATE DAN CaCl<sub>2</sub> PADA SKALA LABORATORIUM</b><br>Cahaya Rosyidan                             | 95 - 101  |
| ☞ <b>THIN BED IDENTIFICATION IMPROVEMENT USING SHORT – TIME FOURIER TRANSFORM HALF – CEPSTRUM ON “TG” FIELD</b><br>Intan Andriani Putri, Awali Priyono  | 103 - 106 |
| ☞ <b>EVALUASI HASIL REMEDIAL CEMENTING TERHADAP KINERJA PRODUKSI SUMUR MINYAK DENGAN PERMASALAHAN WATER CHANNELING</b><br>Jan Friadi Sinaga   | 107 - 111 |
| ☞ <b>PERFORMANCE COMPARISON ANALYSIS BETWEEN RSS AND CONVENTIONAL MUD MOTOR IN MAVVAR FIELD</b><br>Raka Sudira Wardana, Bastian Andoni  | 113- 117  |
| ☞ <b>DETERMINING OF FORMATION WATER SATURATION TO ESTIMATE REMAINING HYDROCARBON SATURATION IN THE X LAYER Y FIELD</b><br>Ratnayu Sitaresmi, Guntur Herlambang Wijanarko, Puri Wijayanti, Danaparamita Kusumawardhani | 119 - 125 |
| ☞ <b>ANALISA PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI MENGGUNAKAN PERSAMAAN EATON</b><br>Weny Astuti, Raka Sudira Wardana, Jan Friadi Sinaga   | 127 - 130 |
| ☞ <b>PERHITUNGAN GAS IN PLACE DAN RECOVERY FACTOR PADA LAPANGAN CBM SUMUR X</b><br>Yusraida Khairani Dalimunthe, Def Marshal, Ratnayu Sitaresmi   | 131 - 134 |

## PERHITUNGAN GAS *IN PLACE* DAN *RECOVERY FACTOR* PADA LAPANGAN CBM SUMUR X

Yusraida Khairani Dalimunthe<sup>1\*</sup>, Def Marshal<sup>1</sup>, dan Ratnayu Sitaresmi<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi (FTKE) Universitas Trisakti

Jl. Kyai Tapa No.1 Grogol Petamburan, Jakarta Barat

Email of Corresponding Author : yusraida@trisakti.ac.id

### ABSTRAK

Lapangan Coal Bed Methane sumur X merupakan lapangan yang dikembangkan oleh perusahaan A dimana telah dilakukan pemboran 5 sumur uji CBM. Pengembangan lapangan CBM ini pada tahun 2004 dengan mengebor sumur hingga kedalaman 3000ft, selanjutnya pada tahun 2006 dilakukan pemboran kembali untuk tiga sumur uji dengan kedalaman rata-rata 3000ft. Penelitian yang dilakukan di LEMIGAS ini bertujuan untuk menghitung cadangan sumur reservoir coalbed methane, perhitungan cadangan per seam, recovery factor, dari masing-masing sampel batubara. Metode volumetrik digunakan dalam penelitian ini untuk menghitung cadangan gas metana dan analisa kurva langmuir digunakan untuk menghitung recovery factor. Sasaran dari penelitian ini adalah lapangan CBM pada sumur X, dimana sumur tersebut memiliki 3 seam, yaitu seam-2, seam-3 dan seam-4. Selain menghitung nilai cadangan gas metana untuk masing-masing sumur, cadangan gas metana untuk masing-masing seam juga dihitung. Dari hasil perhitungan, dapat diambil kesimpulan bahwa nilai *gas in place* terbesar terbesar berada pada seam 4 yaitu 573,2 MMscf dan yang terkecil berada pada seam 2 yaitu 176,1 MMscf, selanjutnya nilai recovery factor terbesar dimiliki oleh seam 3 yaitu 91%.

### ABSTRACT

*The Coal Bed Methane well X is a field developed by company A where 5 CBM test wells have been drilled. This CBM field development in 2004 by drilling wells to a depth of 3000ft, then in 2006 drilling was carried out for three test wells with an average depth of 3000ft. The research conducted at LEMIGAS aims to calculate coalbed methane reservoir reserves, calculation of reserves per seam, recovery factor, from each coal sample. The volumetric method is used in this research to calculate the methane gas reserves and Langmuir curve analysis is used to calculate the recovery factor. The target of this research is the CBM field in well X, where the well has 3 seams, namely seam-2, seam-3, and seam-4. In addition to calculating the value of methane gas reserves for each well, the methane gas reserves for each seam are also calculated. From the results of the calculation, it can be concluded that the largest value of gas in place is on seam 4 which is 573.2 MMscf and the smallest is on seam 2 which is 176.1 MMscf, then the largest recovery factor value is owned by seam 3 which is 91%.*

**Keywords:** coalbed methane, gas in place, recovery factor

### PENDAHULUAN

Untuk menggerakkan roda ekonomi baik pada skala industri maupun rumah tangga, pemakaian energi minyak dan gas bumi masih menjadi andalan hingga saat ini. Namun demikian tingkat produksi dan ketersediaannya semakin lama semakin menurun, sedangkan eksplorasi yang dilakukan untuk mendapatkan sumber lapangan baru belum memperoleh hasil yang memuaskan. Sementara itu, cadangan batu bara sebagai salah satu sumber energi alternatif masih cukup melimpah, namun pemakaiannya masih terbatas di kalangan industri. Oleh sebab itu, perlu dikembangkan metode lain, yaitu dengan mengekstrak gas metana yang terkandung di dalamnya yang disebut Coal Bed Methane (CBM) atau Gas Metana Batubara (GMB) menjadi sumber energi alternatif dan sebagai bahan baku industri. (Heribertus, J.K, dkk. 2012)

### Gas Metana Batubara (GMB)

Gas Metana Batubara (GMB) merupakan gas alam berupa gas metana dan disertai sedikit hidrokarbon serta gasnon-hidrokarbon dalam batubara yang dihasilkan dari beberapa proses kimia serta fisika. Sama seperti gas alam conventional yang kita kenal saat ini, GMB berasosiasi dengan batu bara sebagai source rock dan reservoirnya, sedangkan gas alam yang kita kenal, meskipun sebagian ada yang bersumber dari batu bara, diproduksi dari reservoir pasir, gamping maupun rekahan batuan beku, yang membedakan keduanya adalah cara penambangannya dimana reservoir GMB harus direkayasa terlebih dahulu sebelum gasnya dapat diproduksi. (FX, Yudi T)

### Reservoir CBM

Coalbed methane atau coalbed gas merupakan gas yang tersimpan disebabkan adsorpsi dalam

micropore batubara yang disebut juga sebagai sweet gas yang tidak mempunyai kandungan  $H_2S$ . Gas metana yang tersimpan di dalam batubara merupakan akibat dari suatu proses yang disebut dengan adsorption. Yang menjadi ciri dari batubara yaitu tekstur pori-pori mikronya, yang sangat berperan penting dalam sifat kimia-fisik batubara seperti kapasitas penyimpanan gasnya. Gas metana menempel pada micropore batubara (matrix). Sistem Dual Porosity Reservoirs yaitu fracture atau rekahan pada batubara yang dapat berisi gas bebas atau gas yang tersaturasi oleh air. (Ratnayu, S, 2008)

### PERMASALAHAN

Indonesia memiliki salah satu cadangan Coal Bed Methane terbesar di dunia dengan potensi 453 triliun kaki kubik ("Tcf"), lebih dari dua kali lipat cadangan gas alam negara. Karena itu, pemerintah berencana untuk mengeksploitasi cadangan potensial yang sangat besar dan menargetkan untuk menghasilkan 1 miliar standar biaya kubik per hari, atau sekitar 0,18 juta barel setara minyak, pada tahun 2025. (Hartiniati, 2011)

Analisis peramalan produksi reservoir gas metana batubara menggunakan software F.A.S.T. CBM pada sumur RRP lapangan Levi telah dilakukan oleh Renaldy, R.P, dkk tahun 2015 yang dimulai dengan perencanaan pengembangan lapangan dengan 12 skenario yang dibedakan berdasarkan permeabilitas dan well spacing yang kemudian dianalisa laju alir produksi gasnya hasilnya diperoleh skenario yang paling optimal dari hasil perhitungan adalah skenario ke 10 dengan permeabilitas 11 mD dan well spacing 80 acres, dengan gas rate plateau sebesar 44MMscfd selama 17 tahun dan memiliki kumulatif produksi gas sebesar 378,14 Bscf dengan recovery factor 58,23%.

Denny, S.D, dkk (2017) juga melakukan penelitian untuk melihat karakteristik batubara formasi warukin dalam pembentukan CBM di wilayah kabupaten tanahumbu, provinsi kalimantan selatan hasilnya didapatkan bahwa formasi Warukin Batubara memiliki nilai  $R_v$  rata-rata = 0,56% dengan standar deviasi 0,02% dan peringkat dalam peringkat batubara sub-bituminous. Sedangkan untuk Formasi Warukin lainnya batubara memiliki nilai  $R_v$  rata-rata = 0,58% dan masuk dalam peringkat (bit) batubara bitumen dengan jenis gas metana adalah jenis campuran gas bio & thermogenik. Jika dilihat dari lapisan tebal jenis batubara dan gas, batubara formasi Warukin di lokasi penelitian cukup menarik bila termasuk dalam sumber daya batubara gas metana batubara ekonomis.

Selanjutnya studi kinerja reservoir gas konvensional dan reservoir CBM menggunakan simulator reservoir juga telah dilakukan oleh Suranto tahun 2015 hasilnya didapatkan bahwa reservoir CBM mempunyai laju produksi gas lebih rendah, daerah pengurasan lebih kecil dan *recovery*

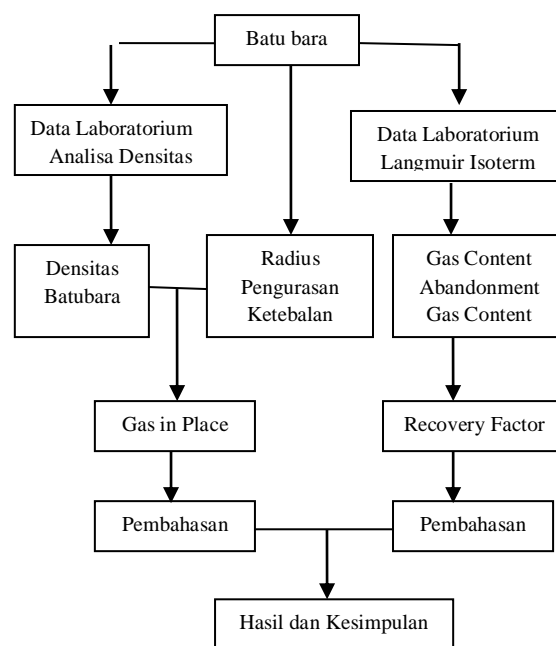
*factor* lebih sedikit bila dibandingkan dengan reservoir gas konvensional hal itu disebabkan sumber gas konvensional semakin lama semakin menipis, maka reservoir CBM perlu dikembangkan sebagai alternatif setelah gas konvensional.

Untuk itu tujuan dari penelitian ini dimaksudkan untuk melihat potensi reservoir pada lapangan CBM sumur X melalui metode analisa proksimat dan langmuir isotherm yang mana lapangan tersebut dikembangkan oleh perusahaan A yang dilakukan di LEMIGAS, dimana sumur tersebut memiliki 3 seam, yaitu seam-2, seam-3 dan seam-4 untuk selanjutnya akan dilihat nilai gas in place dan recovery factor pada masing-masing seam.

### METODOLOGI

Dalam menentukan nilai *gas in place*, data-data berupa densitas batubara yang didapat dari analisa densitas, *gas content* yang didapat dari analisa desorpsi, radius pengurasan, dan ketebalan lapisan batubara yang didapat dari data log sangat diperlukan. Begitu juga untuk menghitung nilai *recovery factor*, diperlukan data berupa *abandonment gas content* yang didapat dari kurva langmuir isotherm dengan menggunakan data *abandonment pressure* dan nilai *gas content* pada kedalaman tertentu. Dari perhitungan data tersebut, maka nilai *recovery factor* untuk sampel batubara yang ada dapat dihitung.

Langkah kerja perhitungan *gas in place* dan *recovery factor* dapat dilihat pada gambar 1.



Gambar 1. Flowchart penelitian



### Perhitungan Gas in Place

Perhitungan cadangan gas secara volumetrik berdasarkan sifat tersimpannya gas yang teradsorpsi di batubara dapat dihitung berdasarkan rumus (Suranto, 2016) :

$$GIP = 1359,7 \times (A \times h) \times Gc \times \rho b \quad (1)$$

Dimana:

*GIP* = Gas in Place (MMscf)

*A* = Luas pengurasan (acre)

*h* = Ketebalan seam (ft)

*Gc* = Gas Content rata-rata (scf/ton)

*ρb* = Densitas batubara rata-rata (g/cc)

### Perhitungan Recovery Factor

Perbandingan antara jumlah gas yang dapat diproduksi ke permukaan dengan jumlah gas yang ada di bawah permukaan merupakan defenisi dari recovery factor. Perhitungan parameternya dilakukan dengan menggunakan kurva *langmuir isotherm* sebagai berikut:

$$RF = \frac{\text{maximum gas recovery} \left( \frac{\text{scf}}{\text{ton}} \right)}{\text{gas content} \left( \frac{\text{scf}}{\text{ton}} \right)} \times 100\% \quad (2)$$

Dengan menggunakan persamaan (2) dapat ditentukan nilai *recovery factor* dengan mengetahui nilai *maximum gas recovery* yang merupakan selisih nilai *gas content* dan *abandonment gas content*. *Abandonment gas content* merupakan jumlah *gas content* barubara pada *abandonment pressure*.

$$M_{gr} = \text{gas content} - \text{abandonment gas content} \quad (3)$$

*Abandonment pressure* merupakan nilai tekanan dimana apabila produksi dilakukan maka hasilnya tidak ekonomis. *Abandonment gas content* dapat dihitung dengan menggunakan rumus *gas content* dimana tekanan hidrostatik menggunakan tekanan *abandon* sebagai berikut:

$$Agc = VL \times Pabd.PL + Pabd \quad (4)$$

Dimana:

*Agc* = *Abandonment gas content* (scf/ton)

*VL* = volume langmuir (scf/ton)

*PL* = tekanan langmuir (psi)

*Pabd* = tekanan *abandonment* (psi)

### HASIL DAN PEMBAHASAN

Gas in Place untuk sumur X lapangan CBM pada masing-masing seam yang dihitung dengan menggunakan metode volumetrik didapat hasilnya sebagai berikut:

**Table 1.**  
Gas in Place sumur X

Seam	GIP MMscf
Seam 2	176,1
Seam 3	206,5
Seam 4	573,2
<b>Total</b>	<b>955,8</b>

**Table 2.**  
Gas in Place per Seam

Seam2	Seam 3	Seam 4
Seam	Seam	Seam
GIP MMscf	GIP MMscf	GIP MMscf
A#1	A#1	A#1
171,6	206,5	573,2

Setelah menghitung cadangan sumur berdasarkan *seam*, selanjutnya dihitung nilai *recovery factor* dengan menggunakan kurva *Langmuir Isotherm*. Analisis kurva *Langmuir adsorption isotherm* dilakukan terhadap empat sampel batubara yang mewakili setiap *seam* dan hasil pengukurannya ditampilkan dalam bentuk tabel 3. Sampel batubara yang dianalisa berdasarkan kurva *Langmuir Isotherm* adalah batubara yang berasal dari sampel ID A#1 S2-05, A#1 S3-09, A#1 S4-21, dan A#1 S4-24 untuk sumur X.

**Table 3.**  
Recovery Factor Sample Batubara

Sample ID	Recovery factor %
A#1 S2-05	82,8
A#1 S3-09	91
A#1 S4-21	88,35
A#1 S4-24	

Dari data yang dihasilkan, dapat dilihat bahwa nilai gas in place dari seam-2 lebih kecil dibandingkan dengan seam-3 dan seam-4, dan nilai gas in place seam-3 lebih kecil dibandingkan dengan seam-4. Maka dapat ditarik kesimpulan bahwa, semakin dalam suatu seam, maka nilai gas content seam tersebut semakin besar dan dengan besarnya nilai gas content, maka nilai gas in place juga akan semakin besar.

Recovery factor terbesar terdapat pada seam 3. Hal ini dikarenakan pada seam-2, nilai *abandonment gas content* pada tekanan 100 psi lebih kecil dibandingkan dengan seam yang lain. Dengan kata lain, maka semakin kecil nilai *abandonment gas content* suatu sampel batubara, maka semakin besar nilai *maximum gas recovery*. Kemudian semakin besar nilai *maximum gas recovery*, maka semakin besar nilai *recovery factor*.



## KESIMPULAN

Kesimpulan yang didapat dari penelitian ini yaitu:

1. Nilai initial Gas in Place terbesar berada pada seam 4 yaitu 573,2 MMscf dan yang terkecil berada pada seam 2 yaitu 176,1 MMscf.
2. Recovery factor terbesar dimiliki oleh seam 3 yaitu 91%.
3. Semakin dalam suatu seam, maka nilai *gas content* akan semakin besar.
4. Nilai *recovery factor* dipengaruhi oleh *maximum gas recovery*, *abandonment gas content* dan tekanan langmuir .

## DAFTAR PUSTAKA

- Denny, S.D., Harry, P. (2017). Karakteristik Batubara Formasi Warukin dalam Pembentukan CBM di Wilayah Kabupaten Tanah Bumbu, Provinsi Kalimantan Selatan. *Jurnal Penelitian dan Karya Ilmiah Lemlit*, Vol. 2, No. 1, Januari 2017:14-26.
- FX Yudi, T. Gas Metana Batubara Energi Baru, Peranan Pusdiklat Migas. (2017). *Forum Teknologi*. Vol.5 No.3.
- Hartiniati. (2011). Dampak Lingkungan dan Sosial dari Pengembangan CBM di Indonesia. *Jurnal Teknik Lingkungan* Vol.12 No. 2 Hal. 207-216. ISSN: 1441-318X.
- Heribertus, J.K., Destri, W.D. (2012). Gas Metana Batubara Energi Baru untuk Rakyat. Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi, Kementerian ESDM. ISBN: 978-979-8218-26-2.
- Suranto. (2015). Studi Kinerja Reservoir Gas Konvensional dan Reservoir *Coal Bed Methane* (CBM) Menggunakan Simulator Reservoir. *JIK TekMin*, Volume 1 Nomor 2, 2015. ISSN: 0854-2554.
- Suranto. (2016). Perbandingan Kinerja Reservoir Gas Konvensional dengan *Coal Bed Methane* (CBM). *Jurnal Earth Energy Engineering*. *JEEE* Vol. 5 No.1 Suranto. ISSN 2540 – 9352.
- Ratnayu, S., Doddy, A., Taufan, M., Dedy, I. (2008). Metode Peramalan Kelakuan dan Produksi Gas Metana Batubara Menggunakan Korelasi dari Data Produksi Aktual. *Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia Simposium Nasional dan Kongres X Makalah Profesional*. IATMI 08-015.
- Renaldy, R.P., MT, Fathaddin., Siti, N. (2015). Analisis Peramalan Produksi Reservoir Gas Metana Batubara Menggunakan Software f.A.S.T. CBM pada sumur RRP lapangan

Levi. Seminar Nasional Cendekiawan. ISSN: 2460-8696.

# PETRO\_2019.pdf

*by* Yusraida Yusraida

---

**Submission date:** 07-Oct-2019 12:33PM (UTC+0700)

**Submission ID:** 1187589943

**File name:** PETRO\_2019.pdf (354.72K)

**Word count:** 2124

**Character count:** 12308

Handwritten signature and initials in blue ink.

## PERHITUNGAN GAS IN PLACE DAN RECOVERY FACTOR PADA LAPANGAN CBM SUMUR X

Yusraida Khairani Dalimunthe<sup>1\*)</sup>, Def Marshal<sup>1</sup>, dan Komayu Sitaresmi<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi (FTKE) Universitas Trisakti

Jl. Kyai Tapa No.1 Grogol Petamburan, Jakarta Barat

Email of Corresponding Author : yusraida@trisakti.ac.id

### ABSTRAK

Lapangan Coal Bed Methane sumur X merupakan lapangan yang dikembangkan oleh perusahaan A dimana telah dilakukan pemboran 5 sumur uji CBM. Pengembangan lapangan CBM ini pada tahun 2004 dengan mengebor sumur hingga kedalaman 3000ft, selanjutnya pada tahun 2006 dilakukan pemboran kembali untuk tiga sumur uji dengan kedalaman rata-rata 3000ft. Penelitian yang dilakukan di LEMIGAS ini bertujuan untuk menghitung cadangan sumur reservoir coalbed methane, perhitungan cadangan per seam, recovery factor, dari masing-masing sampel batubara. Metode volumetrik digunakan dalam penelitian ini untuk menghitung cadangan gas metana dan analisa kurva langmuir digunakan untuk menghitung recovery factor. Sasaran dari penelitian ini adalah lapangan CBM pada sumur X, dimana sumur tersebut memiliki 3 seam, yaitu seam-2, seam-3 dan seam-4. Selain menghitung nilai cadangan gas metana untuk masing-masing sumur, cadangan gas metana untuk masing-masing seam juga dihitung. Dari hasil perhitungan, dapat diambil kesimpulan bahwa nilai gas in place terbesar terbesar berada pada seam 4 yaitu 573,2 MMscf dan yang terkecil berada pada seam 2 yaitu 176,1 MMscf, selanjutnya nilai recovery factor terbesar dimiliki oleh seam 3 yaitu 91%.

### ABSTRACT

The Coal Bed Methane well X is a field developed by company A where 5 CBM test wells have been drilled. This CBM field development in 2004 by drilling wells to a depth of 3000ft, then in 2006 drilling was carried out for three test wells with an average depth of 3000ft. The research conducted at LEMIGAS aims to calculate coalbed methane reservoir reserves, calculation of reserves per seam, recovery factor, from each coal sample. The volumetric method is used in this research to calculate the methane gas reserves and Langmuir curve analysis is used to calculate the recovery factor. The target of this research is the CBM field in well X, where the well has 3 seams, namely seam-2, seam-3, and seam-4. In addition to calculating the value of methane gas reserves for each well, the methane gas reserves for each seam are also calculated. From the results of the calculation, it can be concluded that the largest value of gas in place is on seam 4 which is 573.2 MMscf and the smallest is on seam 2 which is 176.1 MMscf, then the largest recovery factor value is owned by seam 3 which is 91%.

**Keywords:** coalbed methane, gas in place, recovery factor

### PENDAHULUAN

Untuk menggerakkan roda ekonomi baik pada skala industri maupun rumah tangga, pemakaian energi minyak dan gas bumi masih menjadi andalan hingga saat ini. Namun demikian tingkat produksi dan keterselesaiannya semakin lama semakin menurun, sedangkan eksplorasi yang dilakukan untuk mendapatkan sumber lapangan baru belum memperoleh hasil yang memuaskan. Sementara itu, cadangan batu bara sebagai salah satu sumber energi alternatif masih cukup melimpah, namun pemakaiannya masih terbatas di kalangan industri. Oleh sebab itu, perlu dikembangkan metode lain, yaitu dengan mengekstrak gas metana yang terkandung di dalamnya yang disebut Coal Bed Methane (CBM) atau Gas Metana Batubara (GMB) menjadi sumber energi alternatif dan sebagai bahan baku industri. (Heribertus, J.K, dkk. 2012)

2

### Gas Metana Batubara (GMB)

Gas Metana Batubara (GMB) merupakan gas alam berupa gas metana dan disertai sedikit hidrokarbon serta gas non-hidrokarbon dalam batubara yang dihasilkan dari beberapa proses kimia serta fisika. Sama seperti gas alam conventional yang kita kenal saat ini, GMB berasosiasi dengan batu bara sebagai source rock dan reservoirnya, sedangkan gas alam yang kita kenal, meskipun sebagian ada yang bersumber dari batu bara, diproduksi dari reservoir pasir, gamping maupun rekahan batuan beku, yang membedakan keduanya adalah cara penambangannya dimana reservoir GMB harus direkayasa terlebih dahulu sebelum gasnya dapat diproduksi. (FX, Yudi T)

### Reservoir CBM

Coalbed methane atau coalbed gas merupakan gas yang tersimpan disebabkan adsorpsi dalam

*Petro*  
F



mikropore batubara yang disebut juga sebagai *sweet gas* yang tidak mempunyai kandungan H<sub>2</sub>S. Gas metana yang tersimpan di dalam batubara merupakan akibat dari suatu proses yang disebut dengan adsorption. Yang menjadi ciri dari batubara yaitu tekstur pori-pori mikronya, yang sangat berperan penting dalam sifat kimia-fisik batubara seperti kapasitas penyimpanan gasnya. Gas metana menempel pada mikropore batubara (matrix). Sistem Dual Porosity Reservoirs yaitu *fracture* atau rekahan pada batubara yang dapat berisi gas bebas atau gas yang tersaturasi oleh air. (Ratnayu, S, 2008)

**PERMASALAHAN**

Indonesia memiliki salah satu cadangan Coal Bed Methane terbesar di dunia dengan potensi 453 triliun kaki kubik ("Tcf"), lebih dari dua kali lipat cadangan gas alam negara. Karena itu, pemerintah berencana untuk mengeksploitasi cadangan potensial yang sangat besar dan menargetkan untuk menghasilkan 1 miliar standar biaya kubik per hari, atau sekitar 0,18 juta barel setara minyak, pada tahun 2025. (Hartiniati, 2011)

Analisis peramalan produksi reservoir gas metana batubara menggunakan software F.A.S.T. CBM pada sumur RRP lapangan Levi telah dilakukan oleh Rena, R.P, dkk tahun 2015 yang dimulai dengan perencanaan pengembangan lapangan dengan 12 skenario yang dibedakan berdasarkan permeabilitas dan well spacing yang kemudian dimalisa laju alir produksinya hasilnya diperoleh skenario yang paling optimal dari hasil perhitungan adalah skenario ke 10 dengan permeabilitas 11 mD dan well spacing 80 acres, dengan gas rate plateau sebesar 44MMscfd selama 17 tahun dan memiliki kumulatif produksi gas sebesar 378,14 Bscf dengan recovery factor 58,23%.

Denny, S.D, dkk (2017) juga melakukan penelitian untuk melihat karakteristik batubara formasi warukin dalam pembentukan CBM di wilayah kabupaten tanahumbu, provinsi Kalimantan selatan hasilnya didapatkan bahwa formasi Warukin Batubara memiliki nilai R<sub>v</sub> rata-rata = 0,56% dengan standar deviasi 0,02% dan peringkat dalam peringkat batubara sub-bituminous. Sedangkan untuk Formasi Warukin lainnya batubara memiliki nilai R<sub>v</sub> rata-rata = 0,58% dan masuk dalam peringkat (bit) batubara bitumen dengan jenis gas metana adalah jenis campuran gas bio & thermogenik. Jika dilihat dari lapisan tebal jenis batubara dan gas, batubara formasi Warukin di lokasi penelitian cukup menarik bila termasuk dalam sumber daya batubara gas metana batubara ekonomis.

Selanjutnya studi kinerja reservoir gas konvensional dan reservoir CBM menggunakan simulator reservoir juga telah dilakukan oleh Suranto tahun 2015 hasilnya didapatkan bahwa reservoir CBM mempunyai laju produksi gas lebih rendah, daerah pengurasan lebih kecil dan recovery

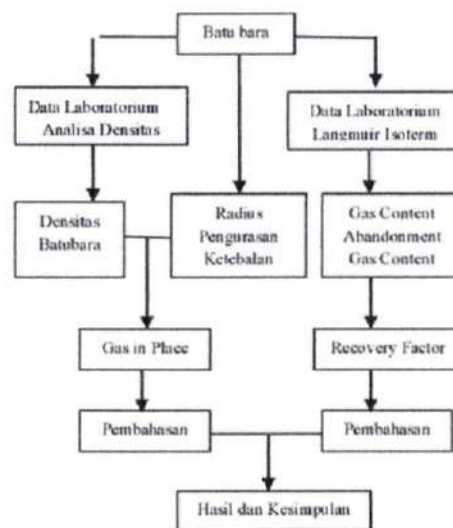
factor lebih sedikit bila dibandingkan dengan reservoir gas konvensional hal itu disebabkan sumber gas konvensional semakin lama semakin menipis, maka reservoir CBM perlu dikembangkan sebagai alternatif setelah gas konvensional.

Untuk itu tujuan dari penelitian ini dimaksudkan untuk melihat potensi reservoir pada lapangan CBM sumur X melalui metode analisa proksimat dan langmuir isotherm yang mana lapangan tersebut dikembangkan oleh perusahaan A yang dilakukan di LEMIGAS, dimana sumur tersebut memiliki 3 seam, yaitu seam-2, seam-3 dan seam-4 untuk selanjutnya akan dilihat nilai gas in place dan recovery factor pada masing-masing seam.

**METODOLOGI**

Dalam menentukan nilai *gas in place*, data-data berupa densitas batubara yang didapat dari analisa densitas, *gas content* yang didapat dari analisa desorpsi, radius pengurasan, dan ketebalan lapisan batubara yang didapat dari data log sangat diperlukan. Begitu juga untuk menghitung nilai *recovery factor*, diperlukan data berupa *abandonment gas content* yang didapat dari kurva langmuir isotherm dengan menggunakan data *abandonment pressure* dan nilai *gas content* pada kedalaman tertentu. Dari perhitungan data tersebut, maka nilai *recovery factor* untuk sampel batubara yang ada dapat dihitung.

Langkah kerja perhitungan *gas in place* dan *recovery factor* dapat dilihat pada gambar 1.



Gambar 1. Flowchart penelitian

*Petro*

**Perhitungan Gas in Place**

Perhitungan cadangan gas secara volumetrik berdasarkan sifat tersimpannya gas yang teradsorpsi di batubara dapat dihitung berdasarkan rumus (Suranto, 2016) :

$$GIP = 1359,7 \times (Axh) \times Gc \times \rho b \quad (1)$$

Dimana:

GIP = Gas in Place (MMscf)

A = Luas pengurasan (acre)

h = Ketebalan seam (ft)

Gc = Gas Content rata-rata (scf/ton)

$\rho b$  = Densitas batubara rata-rata (g/cc)

**Perhitungan Recovery Factor**

Perbandingan antara jumlah gas yang dapat diproduksi ke permukaan dengan jumlah gas yang ada di bawah permukaan merupakan defenisi dari recovery factor. Perhitungan parameternya dilakukan dengan menggunakan kurva *langmuir isotherm* sebagai berikut:

$$RF = \frac{\text{maximum gas recovery} \left(\frac{\text{scf}}{\text{ton}}\right)}{\text{gas content} \left(\frac{\text{scf}}{\text{ton}}\right)} \times 100\% \quad (2)$$

Dengan menggunakan persamaan (2) dapat ditentukan nilai *recovery factor* dengan mengetahui nilai *maximum gas recovery* yang merupakan selisih nilai *gas content* dan *abandonment gas content*. *Abandonment gas content* merupakan jumlah gas content batubara pada *abandonment pressure*.

$$M_{gr} = \text{gas content} - \text{abandonment gas content} \quad (3)$$

*Abandonment pressure* merupakan nilai tekanan dimana apabila produksi dilakukan maka hasilnya tidak ekonomis. *Abandonment gas content* dapat dihitung dengan menggunakan rumus *gas content* dimana tekanan hidrostatik menggunakan tekanan *abandon* sebagai berikut:

$$A_{gc} = VL \times P_{abd} \cdot PL + P_{abd} \quad (4)$$

Dimana:

$A_{gc}$  = *Abandonment gas content* (scf/ton)

VL = volume langmuir (scf/ton)

PL = tekanan langmuir (psi)

$P_{abd}$  = tekanan *abandonment* (psi)

**HASIL DAN PEMBAHASAN**

Gas in Place untuk sumur X lapangan CBM pada masing-masing seam yang dihitung dengan menggunakan metode volumetrik didapat hasilnya sebagai berikut:

**Table 1.**  
Gas in Place sumur X

Seam	GIP MMscf
Seam 2	176,1
Seam 3	206,5
Seam 4	573,2
Total	955,8

**Table 2.**  
Gas in Place per Seam

Seam	Seam 2		Seam 3		Seam 4	
	GIP MMscf	Seam	GIP MMscf	Seam	GIP MMscf	Seam
A#1	171,6	A#1	206,5	A#1	573,2	

Setelah menghitung cadangan sumur berdasarkan *seam*, selanjutnya dihitung nilai *recovery factor* dengan menggunakan kurva *Langmuir Isotherm*. Analisis kurva *Langmuir adsorption isotherm* dilakukan terhadap empat sampel batubara yang mewakili setiap *seam* dan hasil pengukurannya ditampilkan dalam bentuk tabel 3. Sampel batubara yang dianalisa berdasarkan kurva *Langmuir Isotherm* adalah batubara yang berasal dari sampel ID A#1 S2-05, A#1 S3-09, A#1 S4-21, dan A#1 S4-24 untuk sumur X.

**Table 3.**  
Recovery Factor Sample Batubara

Sample ID	Recovery factor %
A#1 S2-05	82,8
A#1 S3-09	91
A#1 S4-21	
A#1 S4-24	88,35

Dari data yang dihasilkan, dapat dilihat bahwa nilai gas in place dari seam-2 lebih kecil dibandingkan dengan seam-3 dan seam-4, dan nilai gas in place seam-3 lebih kecil dibandingkan dengan seam-4. Maka dapat ditarik kesimpulan bahwa, semakin dalam suatu seam, maka nilai gas content seam tersebut semakin besar dan dengan besarnya nilai gas content, maka nilai gas in place juga akan semakin besar.

Recovery factor terbesar terdapat pada seam 3. Hal ini dikarenakan pada seam-2, nilai *abandonment gas content* pada tekanan 100 psi lebih kecil dibandingkan dengan seam yang lain. Dengan kata lain, maka semakin kecil nilai *abandonment gas content* suatu sampel batubara, maka semakin besar nilai *maximum gas recovery*. Kemudian semakin besar nilai *maximum gas recovery*, maka semakin besar nilai *recovery factor*.

*Petro* #



**KESIMPULAN**

Kesimpulan yang didapat dari penelitian ini yaitu:

1. Nilai initial Gas in Place terbesar berada pada seam 4 yaitu 573,2 MMscf dan yang terkecil berada pada seam 2 yaitu 176,1 MMscf.
2. Recovery factor terbesar dimiliki oleh seam 3 yaitu 91%.
3. Semakin dalam suatu seam, maka nilai gas content akan semakin besar.
4. Nilai recovery factor dipengaruhi oleh maximum gas recovery, abandonment gas content dan tekanan langmuir.

**DAFTAR PUSTAKA**

- Denny, S.D., Harry, P. (2017). Karakteristik Batubara Formasi Warukin dalam Pembentukan CBM di Wilayah Kabupaten Tanah Bumbu, Provinsi Kalimantan Selatan. *Jurnal Penelitian dan Karya Ilmiah Lemlit*. Vol. 2, No. 1, Januari 2017:14-26.
- FX Yudi, T. Gas Metana Batubara Energi Baru, Peranan Pusdiklat Migas. (2017). *Forum Teknologi*. Vol.5 No.3.
- Hartiniati. (2011). Dampak Lingkungan dan Sosial dari Pengembangan CBM di Indonesia. *Jurnal Teknik Lingkungan* Vol.12 No. 2 Hal. 207-216. ISSN: 1441-318X.
- Heribertus, J.K., Destri, W.D. (2012). Gas Metana Barubara Energi Baru untuk Rakyat. Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi, Kementerian ESDM. ISBN: 978-979-8218-26-2.
- Suranto. (2015). Studi Kinerja Reservoir Gas Konvensional dan Reservoir *Coal Bed Methane* (CBM) Menggunakan Simulator Reservoir. *JK TekMin*, Volume 1 Nomor 2, 2015. ISSN: 0854-2554.
- Suranto. (2016). Perbandingan Kinerja Reservoir Gas Konvensional dengan *Coal Bed Methane* (CBM). *Jurnal Earth Energy Engineering*. JEEE Vol. 5 No.1 Suranto. ISSN 2540 - 9352.
- Ratnayanti S., Doddy, A., Taufan, M., Dedy, I. (2008). Metode Peramalan Kelakuan dan Produksi Gas Metana Batubara Menggunakan Korelasi dari Data Produksi Aktual. *Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia Simposium Nasional dan Kongres X Makalah Profesional*. IATMI 08-015.
- Renaldy, R.P., MT, Fathaddin., Siti, N. (2015). Analisis Peramalan Produksi Reservoir Gas Metana Batubara Menggunakan Software I.A.S.T. CBM pada sumur RRP lapangan

*Petro*

# PETRO\_2019.pdf

## ORIGINALITY REPORT

<b>22%</b>	<b>21%</b>	<b>1%</b>	<b>5%</b>
SIMILARITY INDEX	INTERNET SOURCES	PUBLICATIONS	STUDENT PAPERS

## PRIMARY SOURCES

<b>1</b>	<b>media.neliti.com</b> Internet Source	<b>8%</b>
<b>2</b>	<b>vdocuments.site</b> Internet Source	<b>5%</b>
<b>3</b>	<b>www.den.go.id</b> Internet Source	<b>3%</b>
<b>4</b>	<b>journal.uir.ac.id</b> Internet Source	<b>2%</b>
<b>5</b>	<b>202.46.252.11</b> Internet Source	<b>1%</b>
<b>6</b>	<b>M A Azizi, I Marwanza, A Anugrahadi, A A Faradiba, N A Hartanti. "The influence of number of grid points and radius increments in determining safety factor and estimated sliding volume on three-dimensional slope stability analysis", IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 2019</b> Publication	<b>1%</b>
<b>7</b>	<b>jurnal.upnyk.ac.id</b>	

*Perini*



---

Internet Source

1%

---

8

dinarek.unsoed.ac.id

Internet Source

1%

---

Exclude quotes On

Exclude matches < 15 words

Exclude bibliography On

*Pesni* *4*