

ANALISIS PERAMALAN PRODUKSI RESERVOIR GAS METANA BATUBARA MENGGUNAKAN *SOFTWARE F.A.S.T. CBM* PADA SUMUR RRP LAPANGAN LEVI

Renaldy Reza Pahlevi, M. Taufik Fathaddin, Siti Nuraeni

Abstrak

Coal Bed Methane (CBM) atau gas metana batubara menjadi salah satu solusi energi alternatif yang dapat digunakan untuk menggantikan peranan minyak dan gas bumi. *Coal Bed Methane* (CBM) merupakan *unconventional gas reservoir* yang terdapat pada batubara (*coal*). Gas tersebut awal teradsorpsi pada permukaan batubara yang terdapat di dalam mikropori. Ini terjadi karena pengaruh temperatur, tekanan, dan waktu. Seiring dengan menurunnya tekanan *reservoir*, maka gas yang teradsorpsi tersebut akan terlepas dari permukaan *coal*, proses ini disebut *desorption*. Gas yang terbebaskan akan mengalir sepanjang mikropori sampai ke rekahan (*cleats*) secara difusi yaitu akibat perbedaan konsentrasi gas. Selain gas, juga terdapat air yang memenuhi *cleats*. CBM dapat dimodelkan mulai dari terlepas gas pada permukaan batubara, aliran sepanjang mikropori dan menuju *cleats* sampai dengan aliran gas sepanjang *cleats* serta ke lubang bor sehingga profil produksi dapat diprediksikan. Dari hasil profil produksi, kemudian dilakukan perencanaan pengembangan lapangan dengan 12 skenario. Skenario - skenario tersebut dibedakan berdasarkan permeabilitas dan *well spacing*. Dari 12 skenario ini, akan dianalisa laju alir produksi gasnya. 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 44 MMscfd selama 17 tahun dan memiliki kumulatif produksi gas sebesar 378.14 Bscf dengan *Recovery Factor* 58.23 %.

Kata kunci: CBM, Simulasi, Produksi

Pendahuluan

Minyak dan gas bumi adalah bahan bakar fosil yang tidak dapat diperbaharui, sama halnya dengan batu bara yang terbentuk dari tumbuhan, binatang, dan mikroorganisme yang hidup jutaan tahun silam dan tertimbun di dalam lapisan tanah. Pada mulanya gas adalah hasil produksi ikutan dari sumur-sumur minyak yang dianggap tidak mempunyai nilai ekonomis. Saat ini gas alam telah menjadi sumber energi yang banyak digunakan oleh masyarakat dunia untuk berbagai keperluan, baik untuk perumahan, komersial maupun industri. Dari tahun ke tahun penggunaan gas alam selalu meningkat. Hal ini karena banyaknya keuntungan yang didapat dari penggunaan gas alam dibanding dengan sumber energi lain. Energi yang dihasilkan gas alam lebih efisien.

Coal Bed Methane (CBM) atau gas metana batubara menjadi salah satu solusi pasokan energi alternatif yang dapat digunakan untuk menggantikan peranan minyak dan gas bumi. Terlebih lagi jumlah sumber daya untuk reservoir CBM yang tersebar di Indonesia sangat besar dan prospek untuk dikembangkan secara ekonomis. CBM juga dikenal sebagai *Coal Seam Methane*.

Penting untuk diketahui dalam eksploitasi CBM adalah persiapan pemilihan seam yang produktif, sehingga dibutuhkan kriteria batasan. Perlu dilakukan *preliminary screening* yang berfungsi untuk menjadi batasan serta pertimbangan investor dalam mengembangkan suatu lapangan CBM. Batasan tersebut antara lain, lapisan batubara (*seam*) yang baik sebagai reservoir CBM terletak di bawah permukaan bumi pada kedalaman 500 sampai dengan 1500 m.

Penelitian ini akan membahas mengenai peramalan produksi (*forecast*) dari beberapa skenario pengembangan yang nantinya akan dibandingkan dan dianalisa mana yang produksinya optimal dari sumur RRP lapangan Levi. Perhitungan pada Penelitian ini

menggunakan simulator F.A.S.T CBM untuk menganalisa beberapa sensitivitas dari sembilan lapisan batubara yang diproduksi oleh satu sumur.

Geologi Lapangan Levi

Lapangan Levi merupakan lapangan yang ditujukan untuk pilot proyek pengembangan lapangan CBM. Secara geografis, lokasi sumur – sumur CBM Lapangan Levi terletak di daerah lapangan minyak milik perusahaan migas swasta di Indonesia, di wilayah Sumatera Selatan. Lapangan Levi dikelola oleh suatu lembaga minyak dan gas nasional berkerjasama dengan salah satu perusahaan migas swasta di Indonesia yang mengoperasikan minyak dan gas bumi di wilayah konsesi tersebut.

Pada Sumur RRP di Lapangan Levi, terdapat 9 (sembilan) lapisan batubara, yaitu seam-b, seam-d, seam-e, seam-g, seam-h, seam-i, seam-j, seam-k, dan seam-l. Berdasarkan data yang diperoleh, lapisan-lapisan tersebut berada pada selang keladaman 1935 – 2380 feet, dan sudah diambil sampel core tiap lapisan untuk dianalisa di laboratorium.

Lokasi lapangan Levi berada dekat dengan kota Prabumulih. Daerah Sumatera Selatan bagian barat ini telah memiliki banyak fasilitas infrastruktur yang dapat digunakan pada fase awal pengembangan lapangan CBM Levi. Lapangan ini juga berada dekat dengan lapangan-lapangan PSC minyak dan gas di sekitarnya seperti PSC Blok Sumatera Selatan, PSC Blok Lematang, dan PSC Blok Rimau. PSC blok ini sudah memiliki infrastruktur yang memadai, sehingga memungkinkan untuk digunakan oleh lapangan Levi.

Selain itu, lapangan Levi juga berada dekat dengan kilang Plaju dan juga pabrik yang memungkinkan untuk menjadi pasar dari produksi gas lapangan Levi. Lapangan Levi juga berada dekat dengan daerah jaringan pipa terhubung ke Cilegon yang sedang dalam tahap perencanaan. Hal tersebut menjadi alasan *Asian Development Bank* pada tahun 2003 memberikan peringkat pertama untuk cekungan Sumatera Selatan dengan targetformasi Muara Enim. Peringkat ini didasari pada kondisi reservoir yang memiliki perkiraan sumber daya CBM terbesar di Indonesia, ketersediaan data CBM, keberadaan perusahaan penyedia jasa servis di sekitar, dan prospek pasar gas di dekat lapangan tersebut.

Batubara dan Proses Dewatering

Gas metana batubara atau biasa disebut dengan CBM (*Coal Bed Methane*) merupakan sumber energi yang relatif masih baru, serta terjadi secara alamiah dalam proses pembentukan batubara (*coalification*) dalam kondisi terperangkap dan terserap (teradsorpsi) di dalam lapisan (*seam*) batubara. Gas pada CBM merupakan suatu jenis gas dari lapisan batubara yang mengandung $\pm 90\%$ gas metana dan $\pm 10\%$ lainnya adalah jenis gas bumi (hidrokarbon) dan merupakan energi yang lebih ramah lingkungan dimana gas metana merupakan komposisi utamanya.

CBM diproduksi dengan cara merekayasa batubara (sebagai reservoir) untuk membuat ruang sebagai jalan keluar gasnya. Proses rekayasa diawali dengan memproduksi air (*dewatering*) agar terjadi perubahan kesetimbangan mekanika. Setelah tekanan turun, gas batubara akan keluar dari matriks batubaranya. Gas metana kemudian akan mengalir melalui rekahan batubara (*cleat*) dan akhirnya keluar menuju lubang sumur. Puncak produksi CBM bervariasi, yaitu antara 2 sampai 7 tahun. Sedangkan periode penurunan produksi (*decline*) lebih lambat dari gas alam konvensional. Proses dewatering ini dilakukan sampai air yang terkandung dalam reservoir CBM berangsur-angsur menurun, dan gas metana yang terkandung dalam lapisan batubara mampu keluar dengan sendirinya dan laju alir akan meningkat secara signifikan. Proses dewatering ini bergantung pada jumlah volume air yang harus dipompa, permeabilitas reservoir CBM dan

peralatan dewatering seperti pompa. Setelah tahap dewatering selesai barulah secara berangsur-angsur gas metana dapat diproduksi sampai stabil dan kemudian mencapai puncak produksi dan kemudian masuk ke tahap decline, dimana produksi gas metana mulai menurun.

A. Gas Content

Salah satu faktor penentu jumlah isi awal gas di tempat pada *reservoir* CBM adalah kandungan gas (*Gas Content*). *Gas Content* itu sendiri merupakan kandungan jumlah gas di dalam matrix batubara, sehingga satuan dari *Gas Content* menjadi satuan volume dibagi dengan satuan berat seperti m³/ton atau scf/ton.

Untuk menentukan besarnya nilai *Gas Content* dari suatu *seam* batubara, beberapa studi sebelumnya telah mempublikasikan persamaan untuk menentukan besarnya nilai *Gas Content*. Metode dan persamaan tersebut salah satunya menggunakan *Kim's Formula*. Dari metode tersebut dapat dilakukan perhitungan serta pengamatan terhadap nilai *Gas Content* yang terdapat di dalam suatu *seam* batubara.

$$GC = V_L x \left[\frac{P_{inf}}{P_{inf} + P_L} \right] x S_{gc} x (1 - CO_2) \dots \dots \dots (1)$$

B. Permeabilitas

Permeabilitas pada CBM merupakan faktor utama. Batubara adalah reservoir dengan permeabilitas yang rendah. Hampir semua permeabilitas dari batubara biasanya dianggap sebagai patahan atau cleats bukan dari matriks. Porositas reservoir coalbed methane biasanya sangat kecil, berkisar antara 0.1 % sampai 10%.

Fungsi dari aliran Darcy hanya dapat digunakan pada struktur di *cleats* batubara, sedangkan permeabilitas relatif untuk aliran air dan gas di reservoir dapat menggunakan metode Corey (1956) dan metode Honarpour (1982). Kedua persamaan tersebut biasanya digunakan pada minyak dan gas di *reservoir* batu pasir dan *reservoir conglomerate*, namun dapat diterapkan pula pada *reservoir* batubara.

Hubungan untuk permeabilitas relatif yang diusulkan oleh Corey (1956) adalah sebagai berikut :

$$\frac{Krg}{Krg0} = \left(\frac{Sg - Sgc}{1 - Swc - Sgc} \right)^{Ng} \dots \dots \dots (2)$$

Hubungan untuk permeabilitas relatif yang diusulkan oleh Honarpour (1982) adalah sebagai berikut :

$$Krg = 1.1072 \left(\frac{Sg - Sgc}{1 - Swc} \right)^2 \dots \dots \dots (3)$$

C. Initial Gas In Place

Isi awal CBM ditempat (IGIP) dapat ditentukan secara deterministic. Gas yang terlarut di air pada *cleats* diabaikan karena jumlahnya sangat kecil. Pada umumnya, besarnya gas yang teradsorpsi pada *micropores* kurang lebih 95% dari total gas yang ada. Berikut merupakan persamaan untuk menghitung isi gas awal di tempat :

$$IGIP = Ahp(1 - a - m)V_L \left[\frac{P_{inf}}{P_{inf}} + P_{Lgc2} \right] 2(1 - CO) \dots \dots \dots (4)$$

Metodologi dan Pengolahan Data

Dalam penelitian ini, metode yang digunakan untuk melakukan analisa adalah dengan melakukan pengumpulan data perusahaan, studi pustaka, dan pengerjaan *software*

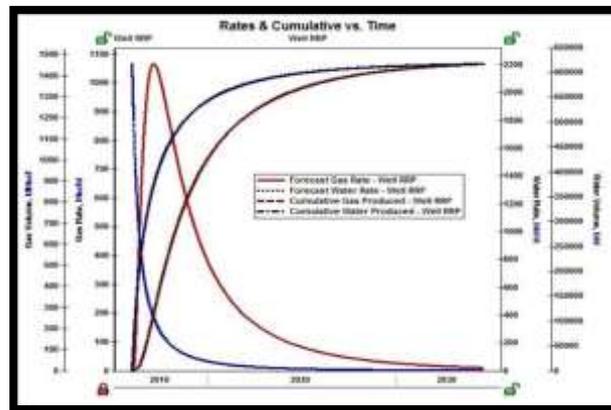
komputer, yaitu F.A.S.T. CBM. Sedangkan dalam memperhitungkan parameter-parameter yang dikaji, dilakukan beberapa analisa, yaitu :

- *Dry and Ash Free (DAF) Calculation*
- Metode korelasi Corey
- Perhitungan *Initial Gas In Place (IGIP)*

A. Analisa Prediksi Produksi Untuk Single Well

Analisa prediksi performa produksi perlu dilakukan untuk menentukan jumlah produksi gas yang dapat diproduksi, dari sumur mulai berproduksi sampai masa yang hubungan untuk permeabilitas relatif yang diusulkan oleh Honarpour (1982) adalah sebagai berikut :

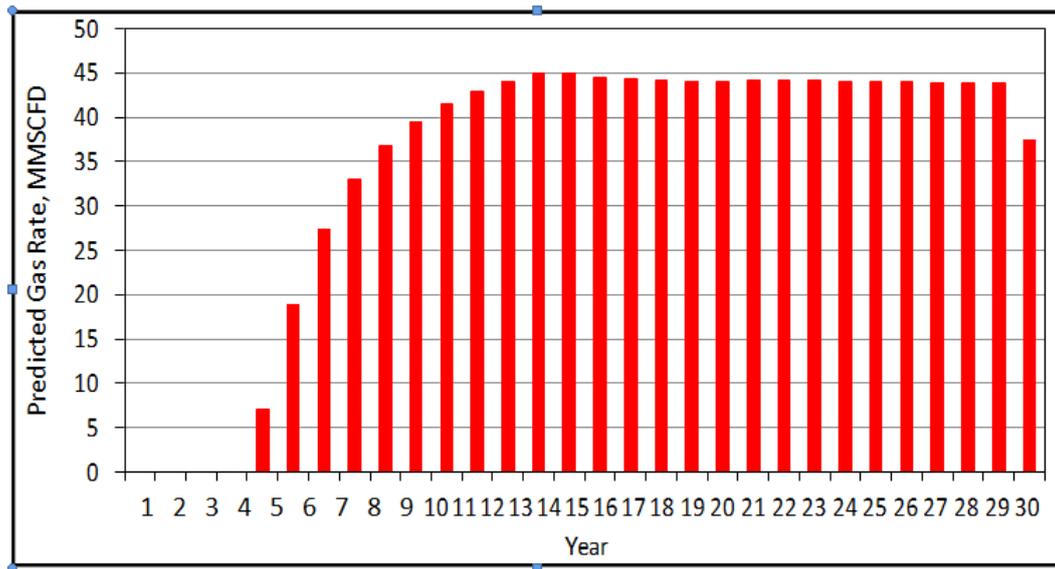
akan datang. Pada prediksi performa produksi gas sumur RRP akan dilakukan prediksi berdasarkan permeabilitas dan *well spacing* yang dibagi menjadi 12 skenario. Dari hasil perhitungan dan analisa, menunjukkan bahwaskenario 10 merupakan yang paling optimal (Gambar 4.1.)



Gambar 4.1. Profil Laju Produksi Single Well Skenario 10

B. Rencana Pengembangan Lapangan Levi

Pada Lapangan Levi akan dilakukan pengembangan lebih lanjut, yang mula nya hanya *single well* atau satu sumur saja sebagai sumur eksplorasi, kemudian akan dikembangkan menjadi beberapa sumur hingga luas area maksimum. Pada Lapangan Levi memiliki luas area maksimum sebesar sebesar 22861.5 acres, dan memiliki *gas in place* sebesar 649407.8 MMscf. Dari total luas keseluruhan ini akan didapat beberapa sumur berdasarkan *well spacing* yang bervariasi. *Well spacing* adalah jarak antar sumur yang akan dibor pada Lapangan Levi. Dalam rencana pengembangan lapangan perlu dilakukan pemboran dengan tiap – tiap sumur memiliki *well spacing* yang berbeda-beda, yaitu dengan asumsi 80 acres, 160 acres dan 250 acres. Dari perbedaan jarak antar sumur (*well spacing*) ini akan dianalisa profil performa produksinya hingga beberapa tahun yang akan datang. Tujuan pengembangan Lapangan Levi adalah untuk mengetahui kontrak penjualan gas dengan laju produksi *plateau*



Gambar 4.2. Profil Gas Rate Plateau Pada Skenario 10

Pembahasan

Berdasarkan skenario pengembangan lapangan yang telah ditentukan berdasarkan permeabilitas dan *well spacing* atau jarak antar sumur, sehingga dapat memberikan gambaran prediksi performa produksi pada Lapangan Levi *Coalbed Methane* (CBM), yang bertujuan untuk memperoleh laju produksi yang optimal dari lapangan tersebut.

Dari tabel 5.1 bisa dilihat perbedaan lamanya *Gas Plateu* dengan *gas rate plateau* Setelah dilakukan analisa dan perhitungan juga menunjukkan bahwa skenario 10 merupakan skenario yang paling optimal, dapat dilihat dari lamanya *gas plateau*, kumulatif gas produksi, dan *recovery factor* adalah yang paling tinggi di antara skenario lainnya.

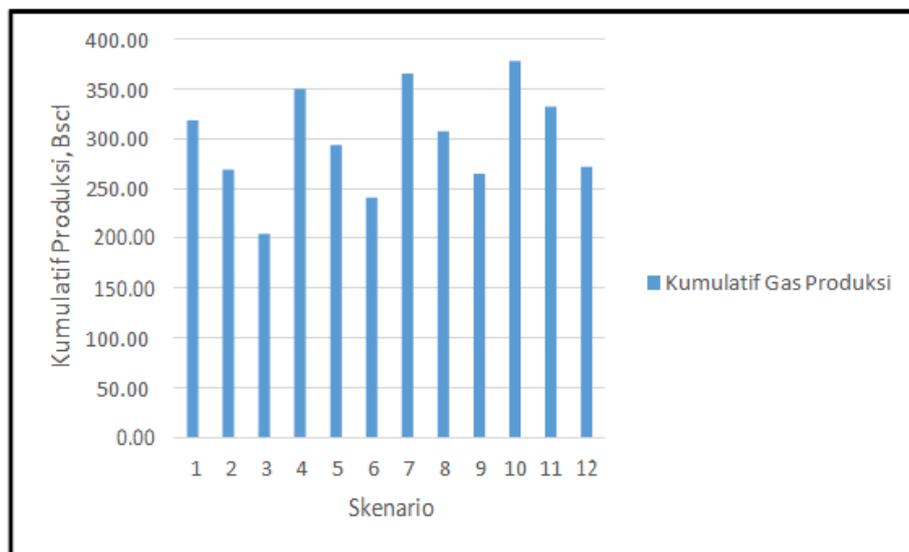
Yang berbeda – beda pada tiap skenarionya, dari tabel 5.1 skenario 10 memiliki *Gas Plateu* yang paling lama yaitu selama 17 tahun, dengan jumlah sumur sebanyak 285 sumur, yang dimaksudkan adalah dari seluruh jumlah sumur yang berproduksi, gas yang dapat diproduksi sebesar 44 MMscfd, tetapi jika jumlah sumur semakin banyak maka produksinya akan kurang optimum dikarenakan pengurasan yang semakin kecil sehingga sumur saling berhimpitan.

Tabel 5.1. Lama *Gas Plateau*

Skenario	Jumlah Sumur	Gas Plateau, year	Permeabilitas, mD	<i>Well Spacing</i> , acres
1	285	16	5	80
2	142	6	5	160
3	91	7	5	250
4	285	9	7	80
5	142	5	7	160
6	91	7	7	250
7	285	16	9	80
8	142	11	9	160
9	91	13	9	250
10	285	17	11	80
11	142	16	11	160
12	91	11	11	250

Dari seluruh skenario juga dapat dilihat hasil *well spacing* yang paling optimum pada rencana pengembangan lapangan.

Perbandingan kumulatif gas produksinya dari tiap *well spacing* dapat dilihat pada gambar 5.1.



Gambar 5.1. Perbandingan Kumulatif Produksi Gas

Dari keseluruhan skenario dalam rencana pengembangan Lapangan Levi berdasarkan permeabilitas dan *well spacing* yang berbeda-beda, maka skenario ke 10 yang memiliki kumulatif produksi gas paling besar dengan 378.14 Bscf serta *recovery factor* yang paling tinggi yaitu sebesar 58.23 %.

Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisa skenario yang telah dilakukan, dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Skenario ke 10 memiliki *gas plateau* yang paling lama di antara skenario lain, yaitu selama 17 tahun dengan *gas rate plateau* 44 MMscfd.

2. Kumulatif produksi gas yang paling besar didapati pada skenario ke 10, dengan kumulatif produksinya mencapai 378.14 Bscf.
3. Dari semua skenario yang ada, skenario ke 10 yang memiliki *recovery factor* tertinggi, yaitu 58.23%.
4. Dari hasil prediksi laju alir gas, kumulatif produksi gas, dan *recovery factor* menunjukkan bahwa skenario ke 10 merupakan skenario yang paling optimal.
5. Air yang terproduksi dari skenario 10 juga cukup tinggi, yaitu sebesar 169.56 MMbpd.

Daftar Pustaka

Dickinson, W. dan R.W. Dickinson "Horizontal Radial Drilling System". SPE Paper Number 13949. Texas, California, 1985.

"G&G Study Of Coal Bed Methane Fields, Muara Enim II, South Sumatera". Trisula CBM Energi.

Kohar, Jai Prakash dan Sekhar Gogoi."Radial Drilling Technique For Improving Recovery From Existing Oil Fields". International Journal Of Scientific & Technology Research Volume 3. November 2014

Kristadi, Heribertus Joko dan Destri Wahyu Dati. "Gas Metana Batubara: Energi Baru Untuk Rakyat". Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS", Jakarta, 2012.

Rachmat, Sudjati dan Leopaska Adiputra Apytulex. "Radial Drilling Cutting Transport Calculation Using Solid Content Sensitivity Analysis To Determine Rate Of Penetration (ROP)". Jurnal Teknik Minyak Vol XVI Number 2009.

Ramaswamy, Sunil. "Selection Of Best Drilling, Completion And Stimulation Method For Coalbed Methane Reservoir". Texas A&M University, Texas, California. December 2007.

Sebayang, Ade Sebastian dan Taufan Marhaendrajana. "Korelasi PI Ratio Untuk Mengevaluasi Sumur Dengan Radial Drilling Berdasarkan Parameter Reservoir". Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia. 2010.

"Summary of PCP Procedure based on Final Well Design and Reservoir Simulation". PT. Trisula CBM Energi.