

Estimasi Cadangan Hidrokarbon dengan Menggunakan Metode Monte Carlo dan Volumetrik pada Lapisan LCB 3.2 Di Lapangan JH Kompleks

Estimation of Hydrocarbon Reserves Using the Monte Carlo and Volumetric Methods in the LCB 3.2 Layer in the Complex JH Field

Agustina Prihantini^{(1a)*}

⁽¹⁾Prodi Diploma-III Teknik Perminyakan, Akademi Minyak dan Gas Balongan, Indramayu, Indonesia,
45216

Email :^(a*)agustinaprihantini@yahoo.co.id

Diterima (26 April 2022), Direvisi (10 Juli 2022)

Abstract. The oil areas in the North West Java Basin are offshore and onshore, most of which are offshore. The Lower Cibulakan Formation of the Jatibarang Sub Basin has the potential as a reservoir rock. Estimation as an important thing that needs to be done in the prospect and planning of field development. The well is a study of exploitation wells with limited data available. Reserves estimates use the Monte Carlo and volumetric methods. The Monte Carlo method is a probabilistic approach that can reduce the uncertainty factor, while the calculation is repeated using the 1000 distribution. Volumetric method is used to compare the results of the estimates using the Monte Carlo method. The result of the estimation of both methods is that the reserves value with Monte Carlo is 198,385 BCF, while the reserves value for volumetric reserves is 197,25 BCF. Based on the estimation results using the Monte Carlo and volumetric methods, the LCB 3.2 layer in the Lower Cibulakan Formation is a prospect zone for exploitation drilling and the prospect to be developed into a productive field and feasible for further development.

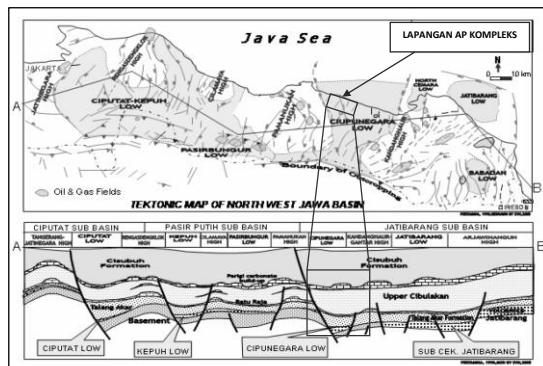
Keywords: North West Java, Monte Carlo, OGIP, reserves, volumetric

Abstrak. Daerah perminyakan di Cekungan Jawa Barat Utara berada di lepas laut dan di darat, yang mana sebagian besar berada di lepas pantai. Formasi Cibulakan Bawah Sub Cekungan Jatibarang berpotensi sebagai batuan reservoir. Estimasi cadangan hidrokarbon merupakan hal penting yang perlu dilakukan dalam penentuan prospek dan kelayakan pada perencanaan pengembangan lapangan. Sumur kajian merupakan sumur eksplorasi dengan data yang tersedia masih terbatas sehingga estimasi cadangan hidrokarbon digunakanlah metode Monte Carlo dan volumetrik. Metode Monte Carlo merupakan pendekatan secara probabilistik yang dapat mengurangi faktor ketidakpastian, yang mana perhitungan dilakukan berulang-ulang dengan menggunakan distribusi 1000. Sedangkan metode volumetric digunakan untuk membandingkan hasil dari estimasi cadangan dengan menggunakan metode Monte Carlo. Hasil dari estimasi kedua metode di dapatkan nilai cadangan hidrokarbon dengan Monte Carlo adalah 198,385 BCF, sedangkan nilai cadangan hidrokarbon dengan volumetric adalah 197,25 BCF. Berdasarkan hasil estimasi cadangan hidrokarbon dengan menggunakan metode Monte Carlo dan volumetrik, lapisan LCB 3.2 di Formasi Cibulakan Bawah merupakan zona prospek pemboran eksplorasi dan prospek untuk dikembangkan menjadi lapangan produktif serta layak untuk dilakukan pengembangan lebih lanjut.

Kata kunci: Jawa Barat Utara, Monte Carlo, OGIP, reserves, volumetric

PENDAHULUAN

Daerah permisyakan di Cekungan Jawa Barat Utara berada di lepas laut dan di darat, yang mana sebagian besar berada di lepas pantai. Secara geologi, wilayah Jawa Barat berada di bagian darat dari Cekungan Jawa Barat Utara atau di bagian selatan Paparan Sunda. Cekungan Jawa Barat Utara juga merupakan cekungan busur belakang di Indonesia Barat. Pada Cekungan Jawa Barat Utara terdapat tiga sub cekungan yaitu Sub Cekungan Jatibarang, Sub Sub Cekungan Pasir Putih dan Cekungan Ciputat (**Gambar 1**). Lapangan JH Kompleks berada sekitar 110 km di sebelah barat - barat laut kota Cirebon dan termasuk ke dalam wilayah kerja Lapangan Subang (**Gambar 1**). Lapangan JH Kompleks terletak di Sub Cekungan Jatibarang pada Dalaman Cipunegara. Dalaman Cipunegara adalah sistem *graben* dengan rendahan yang sangat luas yang dibatasi oleh Tinggian Kandanghaur - Gantar ke arah timur dan Tinggian Pamanukan - Bojongraong di sebelah barat.

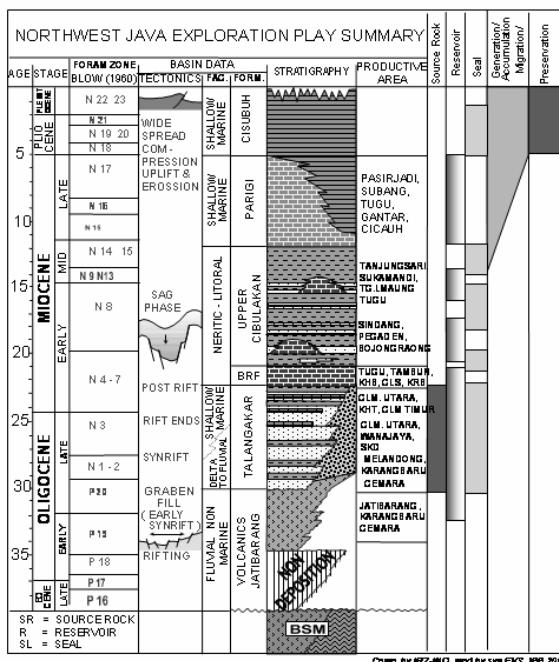


Gambar 1. Peta Tektonik Regional dan Skema Struktur *Cross Section* Barat – Timur [3]

Penelitian ini akan dilakukan analisis cadangan hidrokarbon dengan menggunakan metode Monte Carlo dan volumetrik. Titik bor-titik bor eksplorasi pada Lapisan LCB 3.2 di Lapangan JH Kompleks di Formasi Cibulakan Bawah dipergunakan dalam penelitian. Lapisan LCB 3.2 merupakan lapisan yang mengalirkan gas berdasarkan data *drill stem test* (DST). Berdasarkan data sekunder dari ketujuh titik bor di Lapangan JH Kompleks hanya terdapat empat titik bor eksplorasi pada Lapisan LCB 3.2. Titik bor-titik bor eksplorasi meliputi: BS-01, BS-02, BS-03 dan BS-04.

Stratigrafi Jawa Barat Utara yang digunakan seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2** dan formasi yang dianalisis adalah Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF). Dari **Gambar 2** dapat dilihat di Formasi Cibulakan Bawah terdapat batuan induk, batuan reservoir dan lapisan penutup (**Gambar 2**). Elemen utama dari suatu sistem permisyakan meliputi batuan induk, jalur migrasi, batuan reservoir, mekanisme perangkap dan tutupan [3]. Di Cekungan Jawa Barat Utara terdapat tiga batuan induk utama yaitu lempung lakustrin (*oil-prone*) pada Formasi Banuwati atau Formasi Jatibarang; batubara fluvial delta dan lempung (minyak dan *gas prone*) pada Formasi Parigi dan Formasi Cisubuh [2]. Formasi dari Jatibarang hingga Formasi Parigi merupakan interval dengan sifat fisik reservoir yang baik sehingga banyak lapangan dengan cadangan yang berlipat. Cadangan terbesar adalah yang mengandung batu pasir pada Formasi Main, Massive dan Formasi Cibulakan Bawah [3]. Minyak juga telah diproduksi dari rekahan *volcano klastik* Formasi Jatibarang [1].

Formasi Cisubuh merupakan formasi yang bertindak sebagai lapisan penutup utama karena memiliki litologi yang kedap sehingga sangat cocok bertindak sebagai penghalang bagi hidrokarbon untuk bermigrasi. Tipe perangkap dari semua sistem permifyakan di Cekungan Jawa Barat Utara sangat mirip. Bentuk utama struktur geologi yaitu kubah antiklin yang lebar dan perangkap dari blok sesar yang miring. Pada beberapa daerah perangkapnya dengan reservoir *reef build up* dan perangkap stratigrafi [3]. Pada Cekungan Jawa Barat Utara, saluran utama untuk migrasi lateral lebih banyak berupa celah batupasir yang mempunyai arah utara-selatan dari Formasi Cibulakan Bawah. Ini sama dengan orientasi sistem batupasir dalam anggota *Main* atau *Massive* (Formasi Cibulakan Atas). Sesar menjadi saluran utama untuk migrasi vertikal dengan transportasi yang cepat dari fluida yang bersamaan waktu dengan periode tektonik aktif dan pergerakan sesar [3].

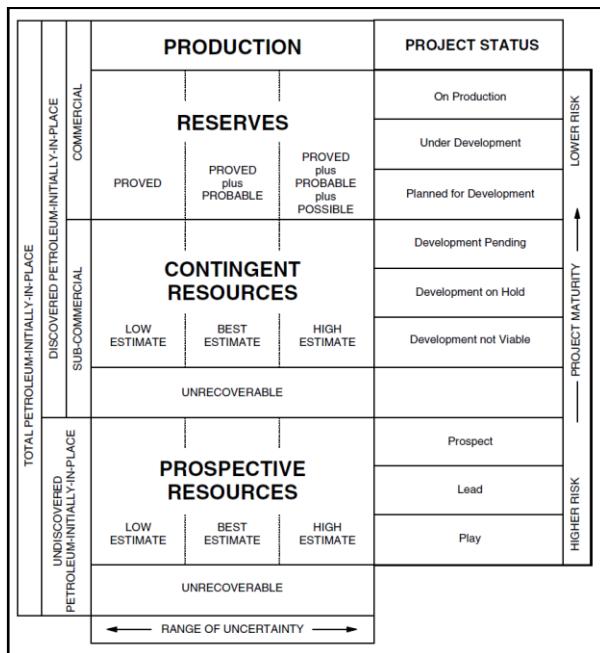


Gambar 2. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara [7]

TEORI DASAR

Cadangan atau *reserves* memiliki pengertian yang berbeda dengan sumber daya (*resources*). Cadangan adalah bagian dari *sumber daya*. *Sumber daya* merupakan jumlah keseluruhan minyak, gas dan zat ikutan yang diperkirakan dari suatu reservoir pada waktu tertentu [5]. Hasil perkiraan dapat diproduksikan dan ditambahkan dengan perkiraan cadangan yang akan datang. Perkiraan cadangan minyak dan gas bumi berhubungan dengan suatu ketidakpastian (*uncertainty*) karena cadangan minyak dan gas memiliki pengertian yang dinamis. Cadangan minyak dan gas bumi mengalami perubahan dari waktu ke waktu sejalan dengan berlangsungnya operasi produksi yang akan mengurangi cadangan tersebut. Cadangan minyak dan gas bumi dapat dihitung secara periodik. Klasifikasi sistem *resource* dan *reserves* menurut SPE/WPC/AAPG seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 3**. Periode - periode perhitungan cadangan meliputi periode sebelum pemboran dan pengembangan, sesaat setelah pemboran dan kompleksi titik bor dilakukan. Selanjutnya setelah titik bor berproduksi selama waktu tertentu dan setelah produksi titik bor berakhir. Tingkat ketelitian perhitungan cadangan setiap periode berbeda tergantung pada kualitas

dan kuantitas data yang diperoleh setiap periodenya. Ada beberapa metode perhitungan cadangan antara lain: Monte Carlo, volumetrik, *material balance* dan *decline curve analysis*. Pada penelitian ini akan dipergunakan metode Monte Carlo dan volumetrik.



Gambar 3 Klasifikasi sistem *resource dan reserves* menurut SPE/WPC/AAPG [6]

Metode Monte Carlo

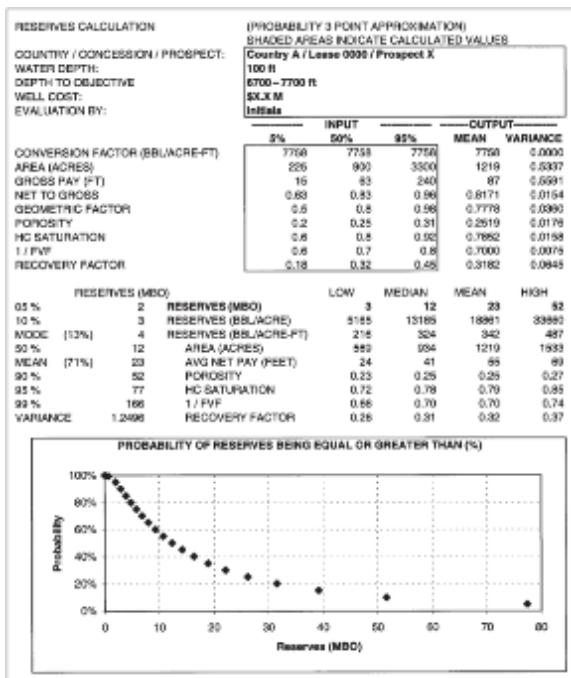
Volume minyak dan gas dinyatakan sebagai produk dari sejumlah parameter individu [4]. Ketidakpastian dalam nilai dari masing-masing parameter individu, volume minyak dan gas dapat direpresentasikan sebagai distribusi. Distribusi umumnya diasumsikan lognormal (Capen, 1993). Salah satu metode yang dapat dipergunakan untuk mendapatkan distribusi ini cadangan adalah simulasi Monte Carlo. Distribusi diperoleh dengan menentukan distribusi untuk masing-masing parameter individu. Mengalikan nilai yang dipilih secara acak bersama-sama berkali-kali, sehingga menciptakan histogram yang sangat sampel yang mendekati distribusi aktual. Jumlah perkiraan (iterasi) yang diperlukan untuk memperoleh representasi yang memuaskan dari rentang distribusi dari beberapa ratus hingga beberapa ribu. Program simulasi Monte Carlo tersedia secara luas dan perhitungan dapat dilakukan dalam beberapa menit, tergantung pada jumlah iterasi yang dipergunakan.

Metode alternatif untuk simulasi Monte Carlo dikembangkan oleh JE Warren dari *Gulf Oil Corporation* (Warren, 1980 – 1984). Metode ini menghasilkan distribusi yang identik dengan simulasi Monte Carlo, tapi tidak memerlukan iterasi dan asumsi tentang distribusi parameter cadangan. Metode itu disebut metode tiga titik; dijelaskan secara rinci dalam persamaan di bawah ini:

Metode ini menggunakan kisaran untuk setiap parameter dengan spesifikasi nilai-nilai yang sesuai dengan probabilitas kejadian 5%, 50% dan 95%. Sebuah distribusi lognormal diasumsikan untuk distribusi cadangan dan dapat dihitung dari perkiraan *mean* dan varian. Keuntungan dari metode ini adalah kecepatan perhitungan. Pada dasarnya setiap program komputer *spreadsheet* dan metode ini tidak memiliki persyaratan untuk menentukan distribusi parameter. Kunci untuk sukses dengan metode ini, menentukan rentang dengan benar. Pedomannya meliputi:

1. Memilih nilai 5%, yang umumnya dekat nilai minimum yang diharapkan.
 2. Memilih nilai 95%, yang umumnya dekat nilai maksimum yang diharapkan.
 3. Memilih nilai 50%, yang umumnya dekat tengah kisaran yang diharapkan.

Gambar 4. menunjukkan *spreadsheet* dengan contoh untuk prospek kecil khas dalam lingkungan delta. Pada Gambar tersebut juga menunjukkan distribusi kumulatif cadangan dan nilai-nilai untuk persentil tertentu, serta *mean*, *median* dan *modus*.

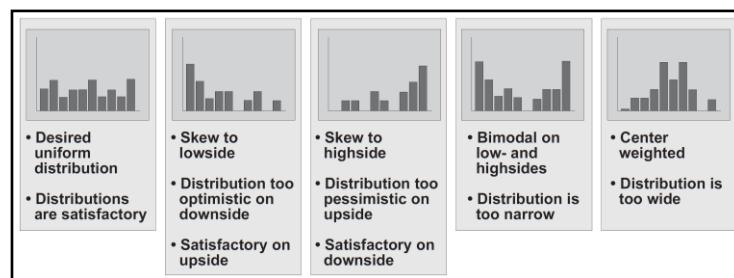


Gambar 4. *Spreadsheet* mengilustrasikan parameter range volumetrik [4]

Review Postdrill

Tahapan umpan balik dianggap penting untuk keberhasilan setiap proses, tanpanya tidak ada proses yang akan dimodifikasi dan diperbaiki. Umpam balik estimasi volumetrik agak lebih rumit karena memerlukan metode untuk menentukan apakah distribusi diperkirakan secara akurat. Proses umpan balik volumetrik terdiri atas dua langkah. Langkah pertama adalah menentukan apakah distribusi cadangan akurat. Langkah kedua adalah menentukan apakah parameter cadangan individu akurat. Histogram persentil dipergunakan untuk mendiagnosis berbagai masalah, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 5**. Respons yang diinginkan adalah "*flat*." Dengan kata lain, jika memperkirakan

distribusi dengan benar, ada kemungkinan yang sama bahwa cadangan aktual akan berada dalam salah satu dari sepuluh dektil (10 interval 10%). Diagnosis relatif sederhana, jika histogram berat ke rendah atau *downside*, cenderung *overestimate potential*. Dengan kata lain, sebagian besar hasil aktual berada pada sisi negatif dari distribusi. Jika histogram berat ke tinggi atau terbalik, maka yang terjadi adalah sebaliknya. Sebagian besar hasil aktual berada di sisi atas distribusi, menunjukkan kecenderungan untuk *underestimate reserves*. Jika histogram berat di ujung dan ringan di tengah, rentang cadangan prospek terlalu sempit dan perlu diperluas. Jika histogram berat di tengah, rentang perlu dikurangi.



Gambar 5. Interpretasi diagnosis histogram persentil [4]

Metode Volumetrik

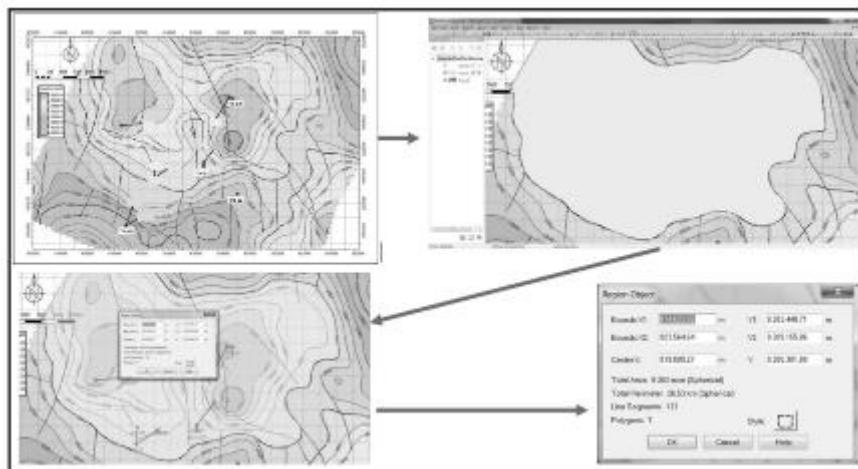
Metode volumetrik merupakan metode perhitungan cadangan yang sering dipergunakan pada tahap awal dari suatu lapangan minyak dan gas [4]. Prinsip dari perhitungan dengan metode ini yaitu jumlah minyak dan gas ditempat. Data yang dipergunakan merupakan gabungan peta volumetris (geologi), analisis petrofisik, fraksi dari minyak dan gas serta produk gabungan ditempat yang dapat diproduksi secara komersial. Data yang diperlukan dalam perhitungan dengan metode volumetrik terdiri atas: *bulk volume* reservoir (V_b), porositas batuan (Φ), saturasi fluida (S_f) dan faktor volume formasi fluida. Untuk menentukan nilai *original gas in place* secara volumetrik dapat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\text{OGIP} = (43560 \times V_b \times \Phi \times (1 - S_{wi})) / B_{gi} \quad (4)$$

HASIL DAN PEMBAHASAN

Estimasi Cadangan Hidrokarbon Dengan Metode Monte Carlo

Dalam menentukan cadangan menggunakan metode Monte Carlo diperlukan data area berdasarkan peta *depth* untuk lapisan LCB 3.2. Untuk titik bor-titik bor kajian pada lapisan LCB 3.2 bisa dilihat pada **Gambar 6**. Dari keempat sumur kajian hanya terdapat dua sumur yang terletak di dalam *closure* yaitu sumur BS-01 dan BS-04.



Gambar 6. Peta depth Lapisan LCB 3.2 untuk menentukan luasan *area closure*

Pada **Gambar 6** terlihat sumur BS-02 dan BS-03 berada di luar *closure* hingga dari peta *depth* didapatkan data luasan area pada Lapisan LCB 3.2 berdasarkan *closure*nya adalah 9383 acre. Dari data ketebalan *net sand* dan *net pay*, didapatkan data petrofisika dan data *properties* reservoir lainnya. Data yang dipergunakan dalam menganalisis dengan metode Monte Carlo adalah data *cut-off sw* (*net pay zone*). Data *cut-off sw* (*net pay zone*) dari masing-masing titik bor kajian meliputi: data *net*, porositas rata-rata, saturasi air rata-rata, permeabilitas rata-rata dan *net to gross* (N/G). Untuk lebih lengkapnya pada masing-masing titik bor bisa dilihat pada **Tabel 1**. Kemudian berdasarkan data dari **Tabel 1** ditentukan ketebalan dari data *gross* dan porositas yang terkecil dan yang terbesar. Data dari *well report* meliputi nilai *m*, saturasi gas, faktor perolehan dan faktor volume formasi gas dengan nilai terkecil dan terbesar. Data tersebut akan dipergunakan dalam perhitungan dengan metode Monte Carlo seperti yang ditunjukkan pada **Tabel 2**.

Tabel 1. Data petrofisik pada masing-masing titik bor kajian di LCB 3.2

SUMUR	LAPISAN	TOP M	BOTTOM M	GROSS ft	Cut-off Por dan Vsh (Net Reservoir Zone)					Cut-off Sw (Net Pay Zone)				
					NET ft v/v	Φ avg v/v	Sw avg v/v	K avg mD	N/G v/v	NET ft v/v	Φ avg v/v	Sw avg v/v	K avg mD	N/G v/v
TN-01	LCB-3.2	2901	2922	20,90	14,80	0,14	0,46	30,16	0,71	14,80	0,14	0,46	30,16	0,71
TN-02	LCB-3.2	2965	2977	12,04	7,92	0,12	0,48	24,40	0,66	7,92	0,12	0,48	24,40	0,66
TN-03	LCB-3.2	3032	3034	2,24	1,68	0,16	0,29	90,92	0,75	1,68	0,16	0,29	90,92	0,75
TN-04	LCB-3.2	2836	2851	15,10	11,28	0,14	0,58	42,69	0,75	11,28	0,14	0,58	42,69	0,75

Tabel 2. Data yang dipergunakan dalam Monte Carlo

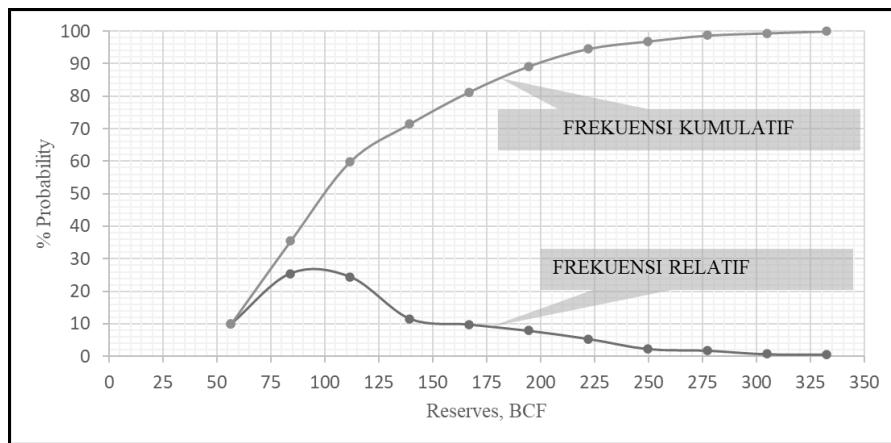
Data:				
mempunyai ketebalan		Saturasi gas		
<i>min</i>	5,6	<i>min</i>		0,42
<i>max</i>	48,5	<i>max</i>		0,71
<i>most probable</i>	29,52			
Luasan (Acres)		<i>Recovery Faktor</i>		
<i>min</i>	9380	<i>min</i>		0,7904
<i>max</i>	9385	<i>max</i>		0,8206
Porositas				
<i>min</i>	0,12	Faktor Volume Formasi (Bg)		
<i>max</i>	0,16	<i>min</i>		0,00454
<i>m</i>	0,14	<i>max</i>		0,0048

Dengan menggunakan *Ms. Excel* dilakukan perkiraan *reserves* gas. Data dari **Tabel 2**, diinputkan dengan menggunakan distribusi 1000. Hasilnya akan didapatkan besaran cadangan, nilai tengah, frekuensi, frekuensi relatif dan frekuensi kumulatif, seperti yang ditunjukkan pada **Tabel 3**. Data dari **Tabel 3**, kemudian dipergunakan dalam pembuatan plot antara % *probability* dan *reserves*. Pada **Gambar 7** dan **Gambar 8**, ditunjukkan plot kurva frekuensi relatif dan frekuensi kumulatif dan plot antara *probability* dan *reserves*. Menentukan nilai *reserves* saat P10, P50 dan P90 dapat dengan perhitungan manual dengan menggunakan data *reserves* dan *probability* pada **Tabel 3**. Dengan menggunakan distribusi 1000 didapatkan prosentase *probability* dan *reserves*. Berdasarkan **Tabel 3** nilai P90 sudah langsung didapatkan yaitu 56,4 BCF, akan tetapi untuk P50 dan P10 perlu dihitung terlebih dahulu. Untuk nilai P50 dengan menggunakan nilai *probability* (64,5 % dan 40,1 %) dan *reserves* (84 BCF dan 111,6 BCF) sehingga didapatkan nilai *reserves* pada P50 sebesar 100,4 BCF. Sedangkan untuk nilai P10 dengan menggunakan nilai *probability* (10,8 % dan 5,4 %) dan *reserves* (194,3 BCF dan 221,9 BCF) sehingga didapatkan nilai *reserves* pada P10 sebesar 198,385 BCF.

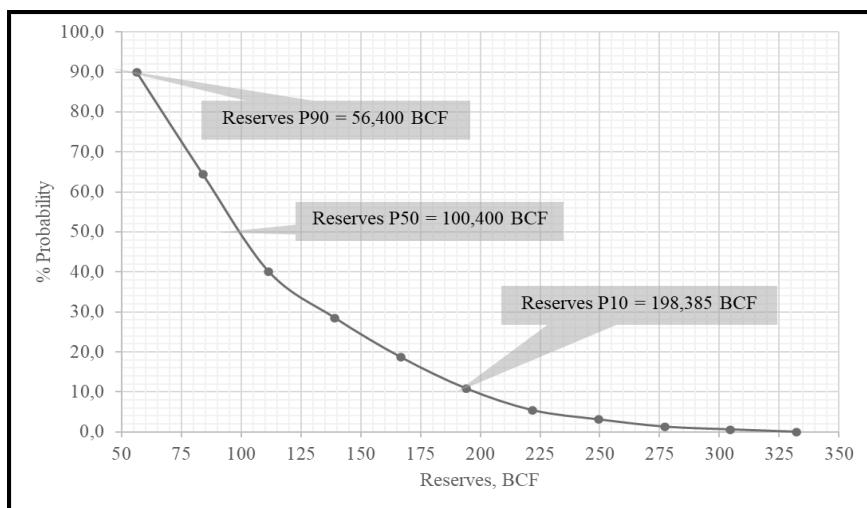
Tabel 3. Data cadangan, frekuensi relatif dan frekuensi kumulatif dari metode Monte Carlo

	N	10,9	11			
	Min	28,8				
	Max	332,2				
	Interval	27,58053				

Kelas	Cadangan	Nilai Tengah	Frekuensi	Frekuensi Relatif	Frekuensi Kumulatif	
	28,8					
1	56,4	42,600	100,000	0,100	0,100	90,0%
2	84,0	70,200	255,000	0,255	0,355	64,5%
3	111,6	97,800	244,000	0,244	0,599	40,1%
4	139,2	125,400	116,000	0,116	0,715	28,5%
5	166,7	152,900	98,000	0,098	0,813	18,7%
6	194,3	180,500	79,000	0,079	0,892	10,8%
7	221,9	208,100	54,000	0,054	0,946	5,4%
8	249,5	235,700	23,000	0,023	0,969	3,1%
9	277,1	263,300	18,000	0,018	0,987	1,3%
10	304,6	290,800	7,000	0,007	0,994	0,6%
11	332,2	318,400	6,000	0,006	1,000	0,0%
			1000,000			

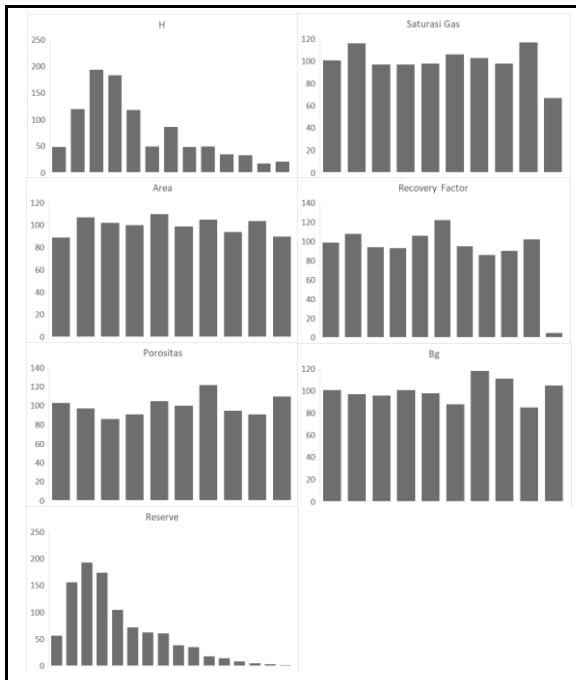


Gambar 6. Plot antara % *probability* dan *reserves* berdasarkan frekuensi relatif dan frekuensi kumulatif



Gambar 7. Plot antara *probability* dan *reserves* pada P10, P50 dan P90

Pada **Gambar 9**, menunjukkan histogram untuk masing-masing parameter, dimana bentuk histogramnya dibedakan menjadi 2 jenis. Pada histogram *H* dan *reserves* membentuk antiklin atau puncak, yang mana kurvanya fluktuatif dan normal. Jika berdasarkan Otis dan Schneidermann (1997), *center weighted* dan distribusinya terlalu lebar. Hasil dari histogram saturasi gas, area, *recovery factor*, porositas dan faktor volume formasi gas (*Bg*) cenderung rata dan tidak normal. Jika berdasarkan Otis dan Schneidermann (1997), merupakan distribusi keseragaman yang diinginkan dan distribusi yang memuaskan.



Gambar 9. Kurva aktual *percentil* histogram untuk masing-masing parameter

Estimasi Cadangan Dengan Metode Volumetrik

Dengan menggunakan data yang dipergunakan dalam perhitungan cadangan dengan metode Monte Carlo. Dalam perhitungan dengan metode volumetrik sendiri data yang

dibutuhkan meliputi: *volume bulk* (Vb), porositas (Φ), saturasi air mula-mula (Swi) dan faktor volume formasi gas mula-mula (Bgi). Berdasarkan **Gambar 6**, didapatkan luasan area sebesar 9383 acre. Dari data petrofisik dari **Tabel 1** sehingga didapatkan ketebalan rata-rata (havg) sebesar 29,27 ft; porositas rata-rata (Φ_{avg}) sebesar 0,14; saturasi air mula-mula (Swi) sebesar 0,45 dan faktor volume formasi gas mula-mula (Bgi) sebesar 0,00467 cuft/SCF. Dengan menggunakan **persamaan 4** maka dihitunglah OGIP dalam reservoir batupasir LCB 3.2 sehingga didapatkan besarnya adalah 197,25 BCF.

Metode Monte Carlo merupakan metode yang dipergunakan untuk mengestimasi probabilitas *reserves*. Metode Monte Carlo bisa digunakan untuk memperkirakan cadangan pada kondisi sumur atau lapangan sedang dieksplorasi. Data-data yang digunakan bisa mengasumsikan data sumur atau lapangan terdekat. Perhitungan cadangannya bisa menggunakan *microsoft excel* atau dengan *software* dan dalam pengeraian perhitungan cadangan di penelitian ini dengan *microsoft excel*. Analisisnya menggunakan *microsoft excel* dan berdasarkan data petrofisik keempat titik bor kajian di Lapisan LCB 3.2. **Tabel 4** menunjukkan hasil *reserves* untuk P90, P50 dan P10. Penentuan *reserves* dengan menggunakan metode volumetrik, yang mana data yang dipergunakan juga data parameter petrofisik. Metode perhitungan dengan volumetrik ini bisa digunakan saat eksplorasi maupun eksloitasi. Data-data yang digunakan tidak banyak dan perhitungan cadangan lebih cepat. **Tabel 4** menunjukkan hasil *reserves* dengan metode volumetrik. Jika dilihat dari **Tabel 4** nilai P10 *reserves* dengan metode Monte Carlo dan nilai hasil perhitungan metode volumetrik, kisaran nilainya tidak jauh berbeda. Sehingga dapat disimpulkan bahwa kedua metode mempunyai tingkat akurasi yang hampir sama.

Berdasarkan hasil cadangan hidrokarbon, dapat diketahui Lapisan LCB 3.2 di Formasi Cibulakan Bawah merupakan zona prospek untuk dieksplorasi. Lapisan LCB 3.2 di Formasi Cibulakan Bawah memiliki prospek untuk dikembangkan menjadi lapangan produktif dan layak untuk dilakukan pengembangan lebih lanjut. Titik-titik bor pengembangan (*development well*) dibor pada area yang berada di dalam *closure*.

Tabel 4. Data hasil perhitungan cadangan

Metode Perhitungan		P90	56,4	BCF
Monte Carlo	Reserves	P50	100,4	BCF
		P10	198,385	BCF
		Volumetrik		197,25 BCF

KESIMPULAN

Berdasarkan estimasi cadangan hidrokarbon pada Lapisan LCB 3.2 di Lapangan JH Kompleks, peneliti menyimpulkan beberapa kesimpulan yang meliputi:

1. Nilai cadangan hidrokarbon dengan Monte Carlo adalah 198,385 BCF.
2. Nilai cadangan hidrokarbon dengan volumetrik adalah 197,25 BCF.
3. Dapat disimpulkan bahwa perhitungan cadangan hidrokarbon dengan menggunakan metode Monte Carlo dan Volumetrik hasilnya tidak jauh berbeda.
4. Berdasarkan hasil estimasi cadangan hidrokarbon dengan menggunakan metode Monte Carlo dan volumetrik, lapisan LCB 3.2 di Formasi Cibulakan Bawah

merupakan zona prospek pemboran eksplorasi dan prospek untuk dikembangkan menjadi lapangan produktif serta layak untuk dilakukan pengembangan lebih lanjut.

REFERENSI

- [1] A. Adnan, Sukowiton., Supriyanto., *Jatibarang Sub Basin - A Half Graben Model in The Onshore of Northwest Java*, Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Twentieth Annual Convention and Exhibition, hal 279 – 297, 1991.
- [2] M. G. Bishop, Petroleum Systems of The Northwest Java Province, Java and Offshore Southeast Sumatra, Indonesia, file report 99-50R, USGS, Colorado, 2000.
- [3] R. A. Noble, K. H. Pratomo, K. Nugrahanto, *Petroleum systems of Northwest Java, Indonesia*, Proceedings of the Petroleum System of SE Asia and Australasia Conference, IPA Symposium, hal 585-600, 1997.
- [4] R. M. Otis dan N. Schneidermann, *A Process for Evaluating Exploration Prospect*, AAPG Buletin, Volume 81 Nomor 7 Juli 1997, hal 1087 – 1109, 1997.
- [5] D. Rukmana dan D. Kristanto, *Teknik Reservoir, Teori dan Aplikasi*”, Yogyakarta: Pohon Cahaya, 2011.
- [6] J.G. Ross, SPE, Gaffney, Cline & Associates, “SPE/WPC/AAPG Resource Definitions as a Basis for Portfolio Management”, Paper Presented at the SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium held in Dallas, Texas, 2–3 April 2001, hal 1-7, 2001.
- [7] Suyono., K. Sahudi dan I. Prasetya, *Exploration in West Java: Play Concept in The Past, Present, and Future, Efforts to Maintain Reserves Growth*, Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Thirtieth Annual Convention and Exhibition, hal 267 – 281, 2005.

KETERANGAN

A	= luas area prospek dalam <i>acres</i>
h	= <i>net pay</i> rata-rata dalam <i>feet</i>
Φ	= porositas rata-rata
Sh	= saturasi hidrokarbon, (1-Sw), Sw = saturasi air
Bgi	= FVF gas mula-mula, <i>feet/surface cubic feet</i>
Boi	= FVF minyak mula-mula, <i>barrel/stock tank barrel</i>
Rfo	= faktor perolehan minyak
Rfg	= faktor perolehan gas
CR	= faktor perolehan kondensat dalam <i>STB/ ft³</i>
7758	= faktor konversi dari <i>acre-feet</i> ke <i>barrel</i>
43560	= faktor konversi dari <i>acre-feet</i> ke <i>cubic feet</i>
Vb	= bulk volume, <i>acre-ft</i>
Sw	= saturasi air, fraksi