

# Pengaruh Karakter *Fracture* Pada Properti Reservoir dan Perhitungan Sumberdaya Gas Reservoir *Fractured Basement* Menggunakan Model dan Simulasi Monte Carlo

Muchamad Ocky Bayu Nugroho

Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta

Corresponding author email [bayu.ocky@gmail.com](mailto:bayu.ocky@gmail.com)

## Abstrak

Area penelitian terletak pada Cekungan Sumatera Tengah dengan Batuan Dasar berumur Pra Tersier yang tersusun atas litologi batuan metasedimen dan beku. Periode tektonik 3 fase yaitu *rifting*, *wrenching* dan *inversion* sangat mempengaruhi *fracture* yang berkembang pada batuan dasar. Fase akhir yaitu *inversion* menjadi penentu karakteristik *fracture* yang berada pada batuan dasar karena terkait dengan konektivitas dan aperture. Analisis *fracture* menggunakan kontrol sesar-sesar besar (*major*) untuk menentukan arah *fracture* yang berasosiasi dengan sesar tersebut. Model intensitas *fracture* dibangun dengan tiga parameter geologi yaitu jarak dari bidang sesar, jarak dari puncak antiklin, jarak dari permukaan batuan dan dibantu dengan atribut seismik. Karakter *fracture* didapatkan dengan model DFN (*Discrete Fracture Network*), open *fracture* memiliki arah umum N 007° - 013° E dan N 035° - 046° E. Hasil model menunjukkan *aperture* atau jarak bukaan rekahan rata-rata 0,6 – 1 mm dengan permeabilitas 0 - 700 mD dan porositas *fracture* 0.1 – 10%. Simulasi Monte Carlo menggunakan parameter nilai tersebut menjadi batas atas (maksimum) dan batas bawah (minimum) dengan parameter lain dari data sumur. Dari hasil perhitungan dengan simulasi Monte Carlo didapatkan P90 sebesar 32.4 BCF, P50 sebesar 88.29 BCF dan P10 sebesar 240.05 BCF, dimana masing-masing menunjukkan pada perkiraan yang optimistik hingga pesimistik.

Kata Kunci : *Basement*, *Fracture*, Reservoir, Monte Carlo

## Abstract

The Study area located in Central Sumatera Basin on the pre Tertiary Basement interval that composed metasediment and igneous rocks. There are 3 main tectonic phase, *rifting*, *wrenching* and *inversion* that very impacted to *fracture* development in basement. The last *inversion* tectonic event was the determinant of *fracture* characteristics that are at basement due to *fracture* connectivity and the aperture. *Fracture* analysis is focused on major faults to determine *fracture* azimuth that associated to it. There are three geological parameter that used for *fracture* intensity model, they are distance from fault (FDZ), distance from anticline axis, distance from basement surface and supported by seismic attribute. The *fracture* characters was determined using DFN (*Discrete Fracture Network*) model, where the open *fracture* has azimuth N 007° - 013° E dan N 035° - 046° E. According to model, the aperture is about 0.6 – 1 mm with 0-700mD permeability and 0.1 – 10% *fracture* porosity. Monte Carlo simulation was conducted using model's parameters for upper limit and lower limit and from well core analysis. The resources calculation result using Monte Carlo simulation are 32.4 BCF for P90, 88.29 BCF for P50 and 240 BCF for P10 that showing optimistic to pesimistic estimation.

Keyword : *Basement*, *Fracture*, Reservoir, Monte Carlo

## I. Pendahuluan

Reservoir rekahan batuan dasar atau yang sering disebut *Fractured Basement Reservoir* merupakan reservoir dimana hidrokarbon terperangkap pada rekahan ekstensi di batuan dasar (basement) yang umumnya berupa batuan kristalin (Sircar, 2004). *Fractured basement* Play merupakan salah satu play sistem yang dikembangkan di Cekungan Sumatera Tengah dan diharapkan menyamai kesuksesannya di Sumatera seperti di Lapangan Sumpal Cekungan Sumatera Selatan dan Sakakemang. Kunci utama pada pemahaman reservoir ini adalah pada sejarah tektonik dan litologi penyusun batuan dasarnya dimana akan berpengaruh pada intensitas dan properti reservoirnya (Nugroho dkk, 2018). Penelitian ini mencoba menelisik properti reservoir *fractured basement* dengan pendekatan geologi dan model *fracture* network yang diangkat menjadi parameter perhitungan sumberdaya migas dengan simulasi Monte Carlo. Simulasi Monte

Carlo adalah suatu teknik pemodelan perhitungan dengan mengakomodir variabel-variabel yang mempunyai harga tidak pasti (Suranto & Kristiati, 2007). Nilai variabel tersebut mempunyai *range* yang berupa nilai minimum dan maksimum atau bisa juga ditambah dengan nilai tengah. Seluruh perhitungan menggunakan persamaan yang eksak dan dikombinasi dengan angka acak (*random*). Hasil akhir dari perhitungan dengan simulasi Monte Carlo adalah mendapatkan harga yang sifatnya optimis, menengah dan pesimis.

### I.1 Aspek Geologi

Heidrick dan Aulia (1993) menyatakan bahwa deformasi yang terjadi di Cekungan Sumatra Tengah dapat dibagi menjadi 4 fase utama seperti dapat dilihat pada Gambar 1, yaitu:

- Fase deformasi Pre-Eosen (F0) yang ditandai oleh elemen struktur yang terdapat pada batuan dasar. Pada fase ini batuan dasar mengalami metamorfisme, pengangkatan, perlipatan,

## Pengaruh Karakter *Fracture* pada Properti Reservoir dan Perhitungan Sumberdaya Gas Reservoir *Fractured Basement* Menggunakan Model dan Simulasi Monte Carlo

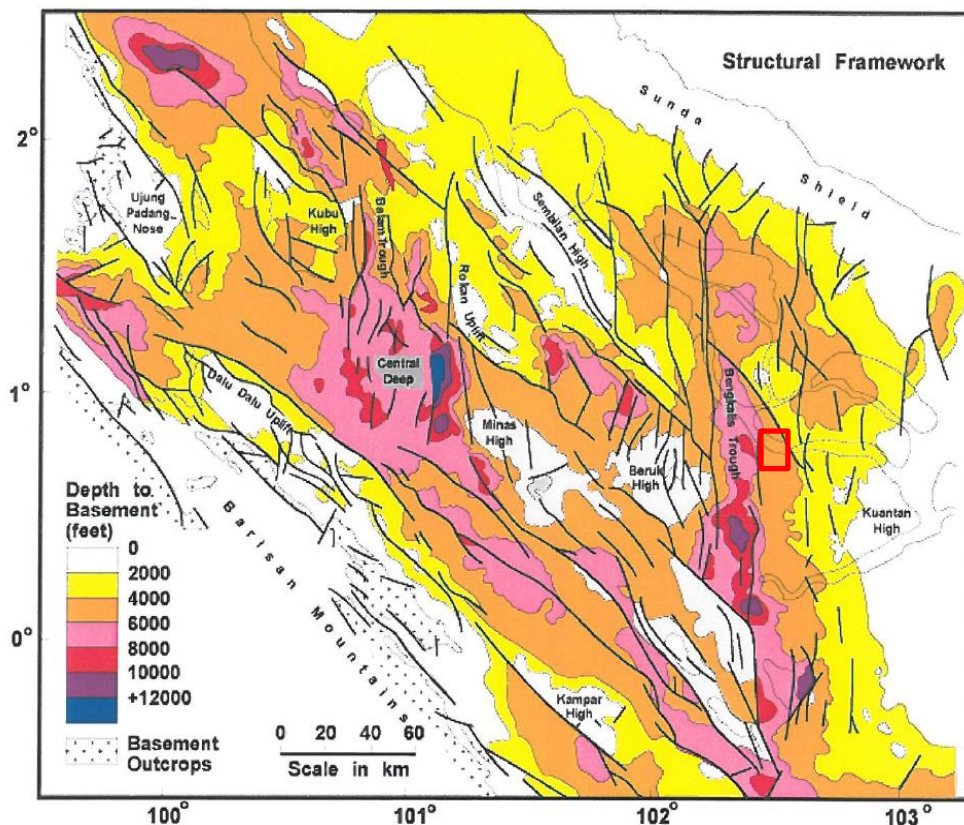
pensesaran serta intrusi granit. Adanya pengangkatan tersebut menghasilkan tinggian-tinggian sebagai batas yang penting pada pengendapan selanjutnya. Pada kelompok *Malacca*, intrusi granodiorit, kuarsit dan filit.

- b. Fase (F1) berupa *rifting* yang terjadi pada kala Eosen-Oligosen. Episode F1 menghasilkan gaya transtensional hampir di seluruh lempeng mikro Sunda. Gaya ini menyebabkan terbentuknya rangkaian geometri graben dan *half graben*. Fase ini juga merupakan penyebab terbentuknya sesar-sesar normal berarah utara dan timurlaut dan terisi oleh sedimen klastik darat dan sedimen lakustrin dengan ketebalan yang berbeda-beda.
- c. Fase (F2) berupa *sag phase tectonism* yang terjadi pada kala Oligosen Atas. Pada tahap ini terjadi *subsidence* dan transgresi pada cekungan, gaya kompresi hanya terjadi setempat-setempat membentuk sesar-sesar dan lipatan yang diikuti penurunan muka air laut global, sehingga membentuk morfologi yang

relative datar pada Formasi Pematang dan batuan dasar yang tersingkap.

- d. Fase (F3) merupakan fase kompresi yang terjadi pada Kala Miosen Tengah. Pada fase ini terjadi pembalikan struktur (*structural inversion*) akibat gaya kompresi menghasilkan struktur *reverse* dan *thrust fault* sepanjang jalur *wrench fault* yang terbentuk sebelumnya. Fase ini berhubungan dengan pengangkatan regional, busur vulkanisme utama dan sesar geser dekstral di sepanjang Bukit Barisan (sesar besar Sumatra) serta gaya kompresi yang ada di sepanjang Cekungan Sumatra Utara dan Sumatra Tengah.

Lokasi penelitian berada pada batas timur dalam Bengkalis dengan batas sesar-sesar turun berarah Utara- Selatan (Gambar 1). Sesar-sesar turun pada Fase F1 membentuk *fracture* yang akan mengalami reaktivasi pada Fase F3, hal tersebut mengakibatkan pembentukan *fracture* baru dan perubahan geometri dari *fracture* yang ada sebelumnya.



Gambar 1. Struktur Regional Cekungan Sumatera Tengah dan Lokasi Penelitian (Heidrik & Aulia, 1996)

## II. Metodologi

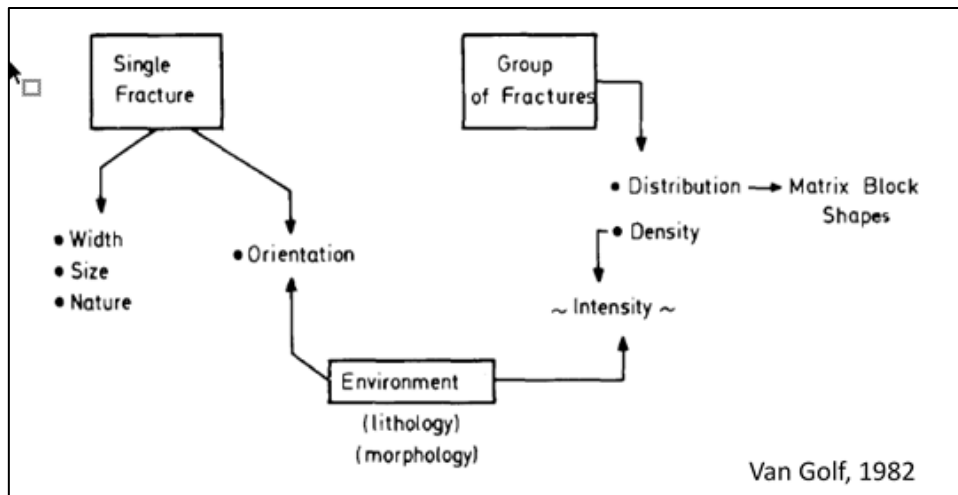
Data – data yang digunakan pada penelitian ini adalah 1 data sumur dan data 3D seismic. Analisa data *fracture* dilakukan dengan pendekatan geologi karena keterbatasan data *fracture* di sumur yaitu hubungannya dengan sesar-sesar besar yang ada di sekitarnya. Analisis data *fracture* memberikan informasi tentang data dip azimuth, dip, panjang *fracture* dan intensitas. Muara dari analisis *fracture* ini adalah orientasi dan distribusi *fracture* menjadi sebuah model (Gambar 2). Secara umum, jika intensitas rekahan semakin tinggi maka permeabilitas dan porositas akan semakin tinggi juga, akan tetapi harus memper-timbangkan aspek rekahan yang terbuka atau yang tertutup. Model DFN dibangun untuk mengetahui karakter *fracture* yang nantinya akan digabung oleh intensitas

berdasarkan faktor geologi. Model properti dibangun berdasarkan model intensitas *fracture* yang didukung oleh data-data pendukung dari sumur sebagai kontrol. Perhitungan sumberdaya dilakukan dengan metode volumetrik yang dilanjutkan simulasi Monte Carlo karena ketidak pastian sumberdaya yang masih tinggi.

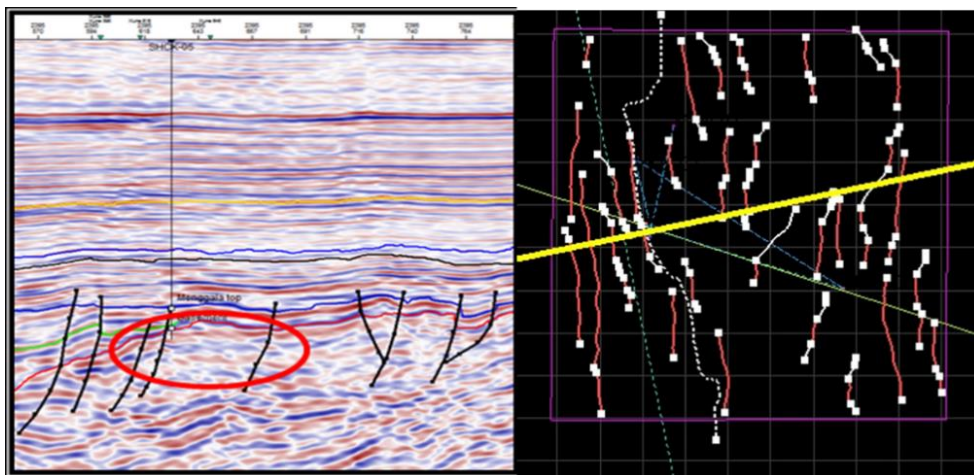
## III. Hasil dan Pembahasan

### III.1 Karakter *Fracture*

Sesar-sesar besar disebelah barat lokasi penelitian merupakan sesar yang terbentuk pada Fase F1 sedangkan sesar yang di sebelah timur merupakan sesar-sesar reaktivasi membentuk *strike-slip* sistem hasil Fase F3 (Heidrik & Aulia, 1996) seperti pada Gambar 3.



Gambar 2. Parameter dan Hubungan Jenis *Fracture* dalam Penentuan Distribusi Dan Orietasi (Van Golf, 1982)



Gambar 3. Penampang Seismik Berarah Barat – Timur (Lingkaran Merah Menunjukkan Zona Potensi *Fracture*) dan Pola Arah Sesar yang Berkembang (Modifikasi Nugroho dkk, 2018)

## Pengaruh Karakter *Fracture* pada Properti Reservoir dan Perhitungan Sumberdaya Gas Reservoir *Fractured Basement* Menggunakan Model dan Simulasi Monte Carlo

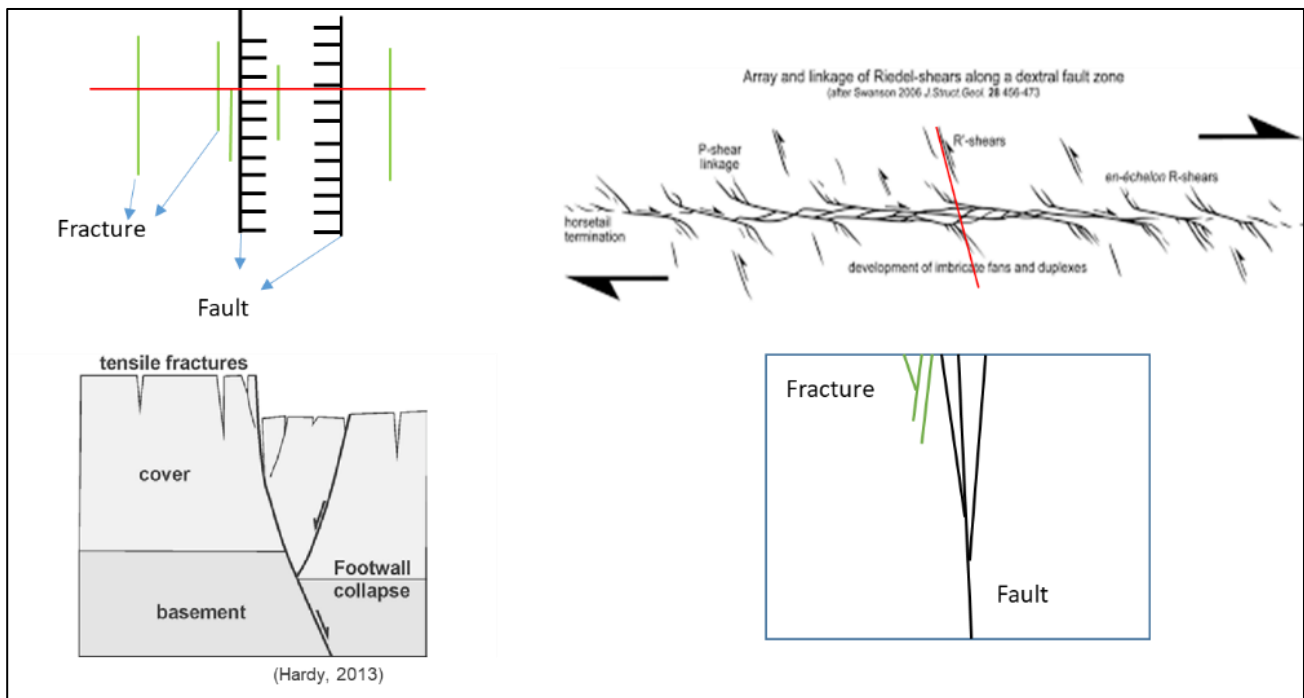
Kedua sesar tersebut membentuk *fracture* dengan karakternya masing-masing, baik karakter yang terbuka maupun yang tertutup hanya berbeda pada jumlah dan arah dominannya (Gambar 4). Tension *fracture* umumnya memiliki arah yang paralel dengan sesar sedangkan shear *fracture* memiliki pasangan dengan sudut 60-65°. Berdasarkan penampang seismik dan arah sesar yang berkembang (Gambar 3), dibangun model DFN dengan tujuan menentukan *fracture* set. *Fracture* set yang dibangun adalah *fracture* yang konduktif dan membuka, dimana berpotensi memiliki nilai porositas dan dapat menjadi sebuah reservoir

Berdasarkan model DFN, daerah penelitian mempunyai 2 *fracture* set, yaitu *Fracture* set 1 dengan arah dominan azimuth N 007° - 013°, dip sebesar 60-80° dan *Fracture* set 2 dengan arah dominan N 035° - 046° E, dip sebesar 60-70°. Panjang *fracture* berkisar antara 40-120 m dengan aperture antara 0.6 – 2 mm. Semakin banyaknya *fracture* set yang dapat diidentifikasi maka akan

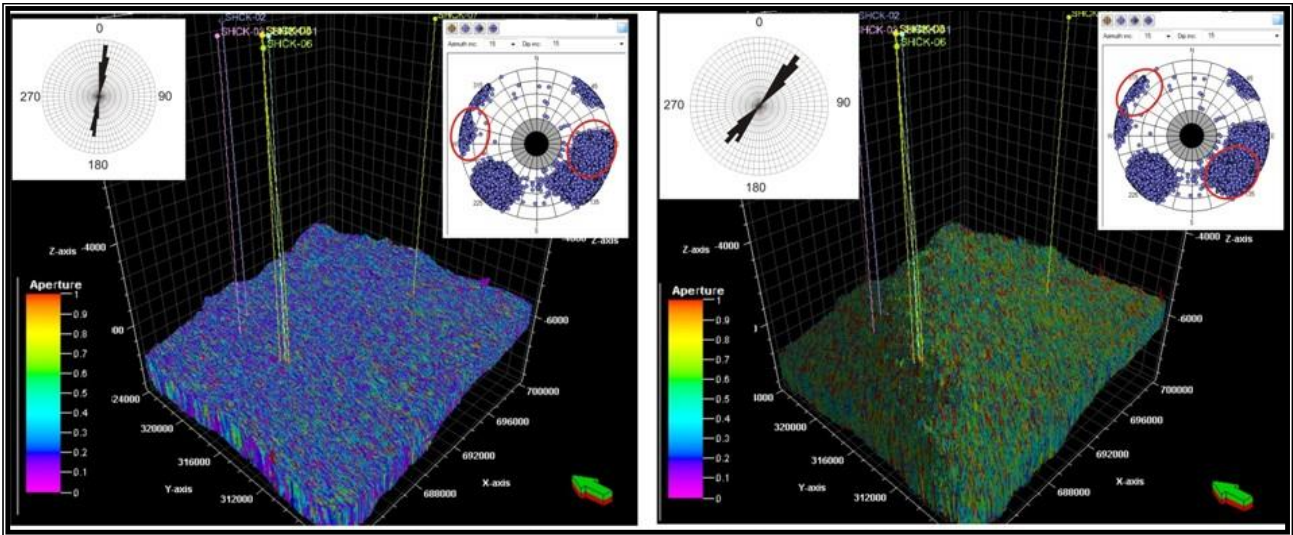
semakin detail karakter *fracture* yang berkembang di suatu daerah. Karakter *fracture* hasil DFN akan dimodelkan menjadi intensitas bersama ke 3 faktor geologi dengan metode *stochastic* dengan kontrol data sumur.

### III.2 Analisis Porositas dan Permeabilitas

Analisis properti reservoir dilakukan dengan acuan sumur WO-06 dimana telah dilakukan analisis petrofisika dan tes (Tabel 1). hasil porositas menunjukkan nilai yang cukup besar untuk reservoir *fracture*, hal tersebut dimungkinkan pada saat perhitungan dengan mengindahkan aspek porositas matriks karena memiliki litologi berupa metasedimen atau *weathered basement*. Berdasarkan nilai SW menunjukkan cukup besarnya persentase hidrokarbon serta adanya batas diketahui gas (LKG) pada kedalaman 6160 ft. Hasil analisa pada sumur ini menjadi kontrol pada model properti yang akan dibangun.



Gambar 4. Model *Fracture Related Extension Fault* (Hardy, 2013), Model *Fracture Rotated Strike-Slice Fault* (Swansson, 2006).



Gambar 5. DFN Model *Fracture Set 1, Fracture Set 2*

Model *fracture* porosity merupakan hasil perhitungan dengan algoritma pemodelan dengan integrasi model DFN dan Intesitas *fracture*. Hasil pemodelan menunjukkan hasil cukup kecil yang dimungkinkan karena panjang dari *fracture* (lenght) terbatas dari data sekunder atau referensi.

Model yang dibangun tersebut merupakan model *dual porosity* sehingga mempertimbangkan dari porositas matrik. Sedangkan untuk model permeabilitas menggunakan metode Oda dengan mengitung secara statistik jumlah *fracture* pada setiap *cell*. Berdasarkan model tersebut menunjukkan nilai porositas berada pada nilai 1-10% dan permeabilitas 0-700 mD (Gambar 6).

### III. 3 Perhitungan Sumberdaya

#### a. Metode volumetrik

Perhitungan sumberdaya migas berdasarkan model dilakukan dengan perangkat lunak Petrel 2015 dengan parameter berdasarkan data pada sumur WO-06 yaitu :

*Mean Aperture* : 8 mm

*Mean Permeability* : 507 mD

*Porosity probably* : 0 – 10%

$S_w$  : 0.76 (Based on Petrophysic)

$S_g$  :  $1 - 0.76 = 0.24$

$B_g$  : 0.0058 cf/SCF (Based on test data)

$R_v$  : 0.082 (Based on test data)

*Lowest known Gas* : 6160 ft (TVDSS)

Hasil perhitungan berupa GIIP (Gas Initial In Place) sebesar 271.3 BCF.

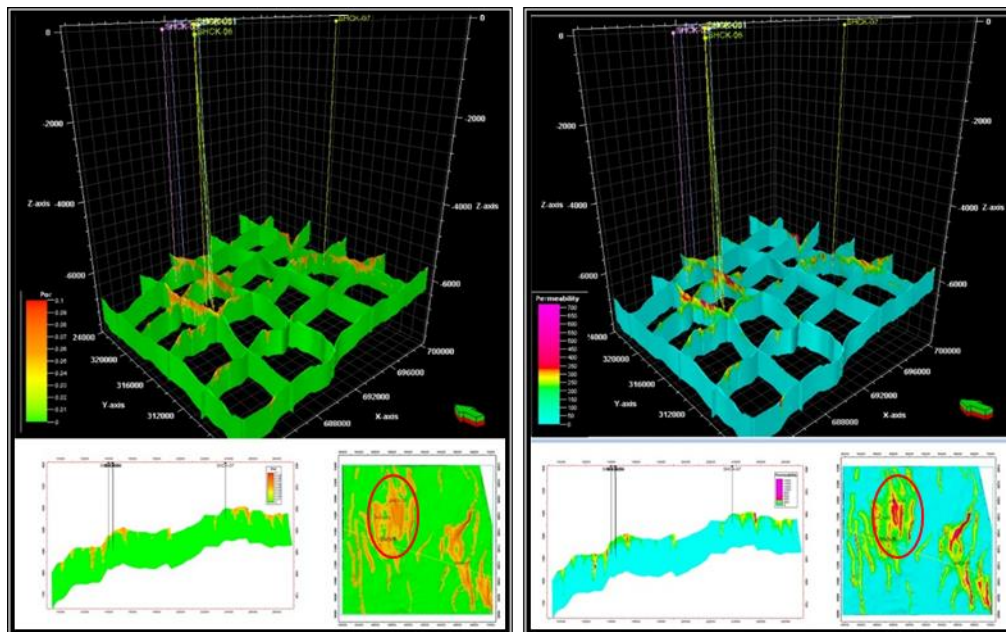
#### b. Metode Monte Carlo

Perhitungan sumberdaya migas pada reservoir *fractured basement* dengan data yang terbatas dan meragukan akan menimbulkan ketidakpastian yang tinggi. Simulasi Monte Carlo sangat dapat digunakan sebagai bahan pertimbangan karena menunjukkan nilai optimis, menengah dan pesismis. Parameter input yang digunakan berdasarkan model adalah ketebalan, luas area, porositas dan permeabilitas. Sedangkan untuk  $S_g$ ,  $B_g$  dan LKG berdasarkan data sumur WO-06. Ada beberapa nilai asumsi seperti NTG, *Geometric Factor* dan *Recovery*.

Pengaruh Karakter *Fracture* pada Properti Reservoir dan Perhitungan Sumberdaya Gas Reservoir *Fractured Basement* Menggunakan Model dan Simulasi Monte Carlo

Tabel 1. Hasil petrofisik pada sumur WO-06

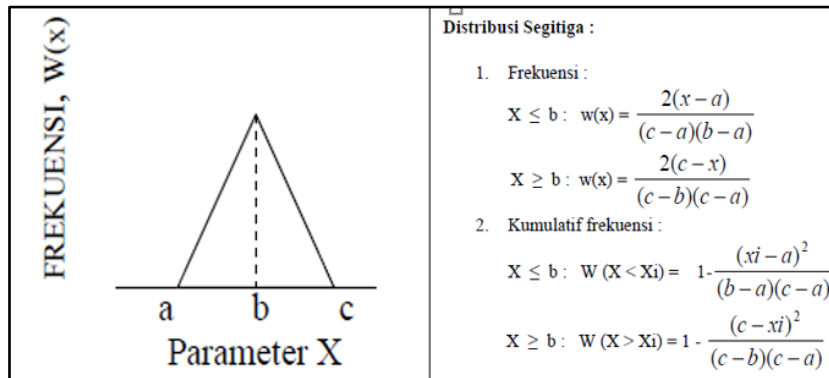
No.	Zone	Top (ft.BRT)	Bottom (ft.BRT)	Top (ft.TVD.SS)	Bottom (ft.TVD.SS)	Net Sand (ft)	Pay (ft)	PHIE (%)	Vcl (%)	Sw	Fluid Contact (ft.BRT)
1	Upper Sihapas	4912	4960	4580.7	4628.4	39.8	0	22.75	20.48	96.01	
2	A	4979	4988	4647.3	4656.3	9	3.2	24.65	5.84	70.93	ODT @ 4988
3	B-1/2	5086	5132	4753.9	4799.7	45.2	35.1	23.42	12.42	58.54	OWC @ 5120
4	B-1/2 WTR	5132	5179	4799.7	4846.6	47	0	24.82	5.30	76.52	water
5	B-3	5189	5242	4856.6	4909.5	50	0.2	24.64	11.81	78.91	n/a
6	C-1	5248	5262	4915.5	4929.4	13.2	10	21.75	11.48	56.1	GWC @ 5260
7	C-1 WTR	5262	5322	4929.4	4989.3	60	0	24.92	9.23	78.94	water
8	C-2	5444	5458	5111.2	5125.2	13.8	13.5	26.55	0.72	45.52	GWC @ 5458
9	C-2 WTR	5458	5579	5125.2	5246.1	60.3	0	24.52	3.11	79.22	water
10	D-1	5584	5780	5251.1	5446.9	186	17	22.79	1.47	63.47	GWC @ 5587
11	D-2	5792	5882	5458.9	5548.8	70	8	20.11	8.73	65.43	GWC @ 5806
12	E-1	5916	5933	5582.8	5599.8	17	10.2	16.88	7.52	58.8	GDT @ 5934
13	E-2	5940	5965	5606.8	5631.8	24	5.7	15.18	18.41	74.58	GWC @ 5946
14	F-1	5979	6056	5645.8	5722.7	76.8	15	19.07	1.67	66.33	GWC @ 5986
15	F-2	6066	6194	5732.7	5860.5	118.5	12.2	19.12	4.64	70.54	GWC @ 6106
16	F-3	6205	6268	5871.5	5934.5	60.2	3.5	19.74	6.52	73.42	WATER
17	BASEMENT	6302	6341	5968.4	6007.4	39	5.5	12.9	5.24	62.85	GDT @ 6342
18	FRAC.BASEMENT	6304	6424	6050.4	6090.3	39.7	1.75	12.55	27.24	76.97	
	TOTAL					969.5	140.85				



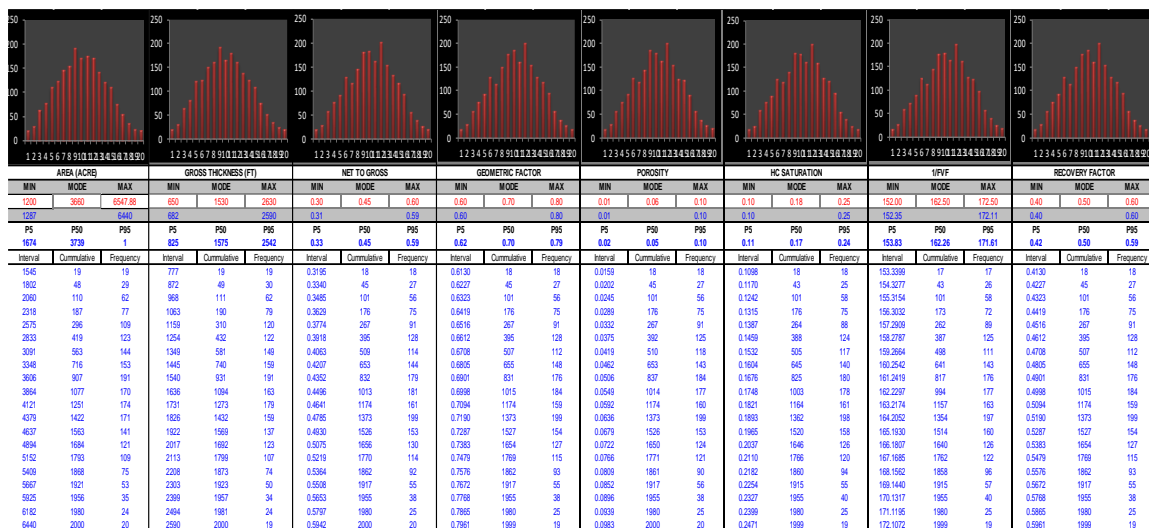
Gambar 6. Zona yang Berpotensi dan Memiliki Kontrol Sumur; Model Porositas *Fracture* (Kanan); Model Permeabilitas (Kiri)

Distribusi yang digunakan merupakan distribusi segitiga yang menggunakan formula seperti pada Gambar 7. Distribusi segitiga menjadi pilihan karena parameter yang digunakan menggunakan tiga jenis yaitu minimum, median dan maksimum yang diharapkan dapat mendistribusikan frekuensinya akan lebih merata.

Hasil simulasi menunjukkan jumlah sumberdaya gas (GIIP) pada daerah telitian yaitu P10 (90%) sebesar 240.5 BCF, P50 (50%) sebesar 88.29 BCF dan P90 (10%) sebesar 32.4 BCF (Gambar 8). Nilai P10 dan perhitungan menggunakan model memiliki selisih sekitar 30 BCF, hal ini dikarenakan perhitungan metode volumetrik (model) menggunakan parameter yang konstan seperti  $S_g$  dan  $B_{gi}$ .



Gambar 7. Formula dan Pola Distribusi Segitiga pada Simulasi Monte Carlo (Suranto & Kristiati, 2007)



	5%	50%	95%	MEAN	VARIANCE
CONVERSION FACTOR (BCF/ACRE-FT)	43560	43560	43560	43560	0.0000
AREA (ACRE)	1674	3739	1	2665	0.2721
GROSS PAY (FT)	825	1575	2542	1615	0.1004
NET TO GROSS	0.60	0.72	0.84	0.72	0.0098
GEOMETRIC FACTOR	0.72	0.80	0.89	0.80	0.0043
POROSITY	0.02	0.05	0.10	0.06	0.1687
HC SATURATION	0.11	0.17	0.24	0.18	0.0494
1/FVF	153.83	162.26	171.61	162.43	0.0011
RECOVERY FACTOR	0.62	0.70	0.79	0.70	0.0057

RESERVES (BCF)	5%	25%	50%	75%	90%	95%	99%	VARIANCE
	24.39	52.12	88.29	149.56	240.59	319.56	544.28	
RESERVES (MMCF)	32400	88290	240591	119864				
RESERVES (BCF/ACRE)	15,978,226	23,638,626	47,173,298	44,973,901				
RESERVES (BCF/ACRE-FT)	17,343	27,190	51,201	48,422				
AREA (ACRE)	2,028	3,735	5,100	2,665				
AVERAGE NET PAY (FT)	921	869	1,251	929				
POROSITY	0.03	0.05	0.08	0.06				
HC SATURATION	0.12	0.17	0.23	0.18				
1/FVF	157.14	159.01	166.36	162.43				
RECOVERY FACTOR	0.75	0.68	0.68	0.70				

Gambar 8. Hasil Simulasi Monte Carlo dan Parameter yang Digunakan

## Pengaruh Karakter *Fracture* pada Properti Reservoir dan Perhitungan Sumberdaya Gas Reservoir *Fractured Basement* Menggunakan Model dan Simulasi Monte Carlo

### IV. Kesimpulan

Reservoir *fractured basement* sangat dipengaruhi oleh sejarah tektonik dan jenis litologi penyusunnya. Parameter petrofisika dapat dibangun menggunakan pendekatan konsep geologi dan didukung data sumur dan geofisika. Porositas dan permeabilitas *fracture* sangat heterogenis dan bergantung pada jenis dan karakter *fracture*, sehingga penyebaran lateral dan vertikalnya hanya dapat dimodelkan secara tiga dimensi. Daerah telitian merupakan area dengan tahapan eksplorasi sehingga harus menggunakan simulasi Monte Carlo dalam perhitungan sumberdaya gas. Perbandingan perhitungan menggunakan model dan simulasi Monte Carlo menunjukkan dikarenakan beberapa parameter yang homogen dan heterogen seperti Porositas dan Sg. Hasil perhitungan dengan simulasi Monte Carlo didapatkan P90 sebesar 32.4 BCF, P50 sebesar 88.29 BCF dan P10 sebesar 240.05 BCF, dimana masing-masing menunjukkan pada perkiraan yang optimistik hingga pesimistik.

### V. Daftar Pustaka

- Aguilera Roberto. 1995. *Naturally Fracture Reservoirs*. Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, United State of America. 540 hal
- Chalik M, Pudjasmadi B, Fauzi Muhammad, Bazed M. 2004. *Sumpal Field, South Sumatera – Case History Of The Delineation And Production Of A Fracture Basement Reservoirs*. Proceedings Deepwater And Frontier Exploration In Asia And Australia Symposium IPA, DFE04-PO-018, 26 hal
- Dershowitz, B., LaPointe, P., Eiben, T. & Lingli Wei. 2000. *Integration of discrete feature network methods with conventional simulator approaches*. SPE 62498
- Guttorsmen Joel. 2010. *Naturally fractured basement Reservoirs: Using South Sumatera To Characterize The Challenges Of Exploring And Exploiting Fractured basement Reservoirs*. Proceedings of Indonesian Petroleum Association 34th, IPA 10-G-183, 15 hal
- Heidrick. T. L., Karsani Aulia. 1993. *A Structural and Tectonic Model of The Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin*. IPA Annual Convention, Indonesia.
- K. J. W. Mc Caffrey, J. M. Sleight, S. Pugliese, R. E. Holdsworth. 2003. *Fracture Formation And Evolution In Crystalline Rock : Insight From Attribute Analysis*. Geological Society, London, Special Publication, 109-124
- Louis H. 1980. *The Reservoirs Engineering Aspect Of Fracture Formation*. Institut Francais Du Petrole, Ecole Nationale Superiure Du Petrole Et Des Moteurs, Paris, France
- Murtha, J.A. 1997. *Monte Carlo Simulation : Its Status and Future*, SPE paper No. 37932, JPT April 1997, Society of Petroleum Engineers.
- Nelson R.A, 2001. *Geologic Analysis Of Naturally Fracture Reservoirs*. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, United State of America, 350 hal
- Nugroho MOB., Prasyadi C., Jatmiko T, 2018. *Pemodelan Intensitas Rekahan Pada Fractured Basement Reservoir Dengan Pendekatan Konsep Geologi Menggunakan Analisis Kualitatif Di Cekungan Sumatra Tengah*. Jurnal OFFSHORE, Volume 2 No. 1 Juni 2018 : 1 – 9 ; e -ISSN : 2549-8681
- Otis, R.M. and Schneidermann, N. 1997. *A Process for Evaluating Evaluation Prospect*, AAPG Buletin V-81 No 7 (Juli 1997) hal. 1087 – 1109.
- Sircar A, 2004. *Hydrocarbon Production From Fractured Basement Formations*. Current Science, Vol. 87, No. 2.,
- Suranto, Kristiati E.A, 2007. *Estimasi Cadangan Hidrokarbon Dengan Simulasi Monte Carlo Dalam Rangka Pengelolaan Sumberdaya Migas*. Prosiding Seminar Nasional Kebumihan, Fakultas Teknologi Mineral UPN “Veteran Yogyakarta.
- Widada, S, dkk. 2005. *Petunjuk Praktikum Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran”, Yogyakarta.
- Van Golf Racht. T.D. 1982. *Fundamental Of Fracture Reservoir Engineering*. Elsevier Scientic Publishing Company, Amsterdam, Netherland