

Local Grid Refinement dan Perbandingan Aplikasi Beberapa Metoda Prediksi Permeabilitas Untuk Keperluan Simulasi Reservoir

Al Ghazali⁽¹⁾

⁽¹⁾Program Studi Magister Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung (2010-2013)

⁽²⁾Program Studi D-III Teknik Perminyakan, AKAMIGAS BALONGAN, Indramayu 16424, Indonesia

*)E-mail: alghazali.asrofi@gmail.com

ABSTRAK

Penghalusan grid setempat (*local grid refinement*) merupakan kombinasi antara sistem grid kartesian antara *coarse* dan penghalusan grid setempat yang digunakan untuk daerah di sekitar sumur, dengan tujuan untuk mendapatkan ukuran grid pada sumur sekecil mungkin (mendekati diameter sumur). *Rock type* atau *flow unit* merupakan kunci dalam pengembangan karakterisasi reservoir yang dibangun oleh integrasi data geologi dan teknik perminyakan. Berbagai metoda dapat diaplikasikan untuk mendefinisikan flow unit dan properti petrofisiknya, tergantung dari ketersediaan data dan alatnya. *Rock type* atau *flow unit* direpresentasikan oleh hubungan permeabilitas-porositas berdasarkan proses geologi tertentu. Tujuan dari jurnal ini adalah mengimplementasikan penyebaran permeabilitas dengan metoda Fuzzy logic, FZI, dan PGS pada satu model reservoir minyak dan gas yang telah dilakukan *local grid refinement* dan meramalkan kinerja masa depan. Tujuan *local grid refinement* adalah agar respon tekanan dan aliran fluida mendekati kondisi reservoir. Dengan sistem grid ini, fluida yang masuk ke lubang sumur menyerupai aliran radial, yaitu sumur berada ditengah-tengah lingkaran dan aliran masuk ke lubang sumur dari segala arah. Hasil dari simulasi reservoir menggunakan *local grid refinement* kemudian dibandingkan dengan simulasi menggunakan *coarse grid*. Data yang digunakan untuk simulasi reservoir adalah *drill stem test* (DST) yang meliputi nilai skin, laju produksi dan *bottom hole pressure* (BHP). Hasil yang didapat dengan menggunakan *local grid refinement* lebih mendekati data DST dibandingkan dengan simulasi menggunakan *coarse grid*. Pada tahap peramalan kinerja masa depan menunjukkan nilai skin sangat mempengaruhi hasil peramalan, nilai skin yang kecil akan memberikan nilai *recovery factor* yang lebih besar, begitu juga sebaliknya.

Kata kunci: *Local grid refinement, rock type, flow unit, model, simulasi reservoir.*

ABSTRACT

Local grid refinement is a combination between Cartesian grid systems coarse and fine is used in near wellbore region, with purpose to obtain the smallest possible of the grid size that incorporate with the well (similar to the well diameter). Rock type or flow unit is a key in the development of reservoir characterization that constructed by data integration of the geological and petroleum engineering. Various methods can be applied to define flow units and its petrophysics properties, depending on data availability and tools. Rock type or flow unit are represented by the permeability-porosity relationship based on the specific geologic processes. The purpose of this journal are to implement several methods of reservoir characterization that are Fuzzy Logic method, FZI, and PGS on an oil and gas reservoir model that have been made with local grid refinement and future performance prediction. The purpose of local grid refinement is to make the response pressure and fluid flow similar to the reservoir conditions. Thus the fluid entering the wellbore resembles the radial flow, which the well is located in the middle of the circle and flow into the wellbore from all directions. The reservoir simulation result using local grid refinement is then compared with simulation using coarse grid. The data used for reservoir simulation are drill stem test (DST) data, which include the value of skin, production rate and bottom hole pressure (BHP). The result obtained by using local grid refinement is closer to the DST data than using the coarse grid simulations. The forecasting future performance stage indicates the skin value greatly affects the forecasting result. The value of small skin will provide greater recovery factor, and vice versa.

Keyword: Local grid refinement, rock type, flow unit, model, reservoir simulation.

1. Pendahuluan

Dalam industri perminyakan, strategi pengembangan dan pengelolaan yang efektif untuk satu

atau lebih lapangan diperlukan pendekatan gambaran nyata distribusi properti batuan (*rock properties*). Itulah peran penting deskripsi dan karakterisasi reservoir. Pemodelan yang lebih akurat didapatkan dari waktu ke

waktu karena adanya penemuan metode pengukuran yang lebih canggih dan implementasi reservoir management yang tepat. Hal ini menyebabkan peningkatan yang signifikan pada faktor perolehan.

Sistem grid yang digunakan dalam pemodelan ini adalah kombinasi sistem grid kartesian dan penghalusan grid setempat. Sistem grid kartesian untuk reservoir, sedangkan penghalusan grid setempat (*local grid refinement*) yang merupakan kombinasi antara sistem grid kartesian dan logaritmik digunakan untuk daerah di sekitar sumur, dengan tujuan untuk mendapatkan ukuran grid pada sumur sekecil mungkin (mendekati diameter sumur). Dengan sistem grid ini, fluida yang masuk ke lubang sumur menyerupai aliran *radial*, sumur berada ditengah-tengah lingkaran dan aliran masuk ke lubang sumur dari segala arah. Tujuan penghalusan grid setempat di sekitar sumur adalah agar respon tekanan dan aliran fluida mendekati kondisi reservoir.

Data yang digunakan pada jurnal ini diambil pada lapangan X, dimana reservoir yang menjadi target memiliki dua zona yaitu zona gas dan zona minyak. Data *Wireline Log* pada lapangan ini terdiri dari: ILD, MSFL, NPHI, RHOB, dan DT. Data *Routine core Analysis* pada lapangan ini sebanyak 79 sampel dengan nilai porositas 1.7% - 29.7% dan nilai permeabilitas 0.1 – 488 mD. Data *Special core analysis* (SCAL) pada lapangan ini sebanyak 6 sampel terdiri dari data: tekanan kapiler, permeabilitas relative, faktor formasi, dan *resistivity index*. Data uji sumuran sebanyak 12 *Drill Stem Test* (DST) dengan data terdiri dari *Bore Hole Pressure* (BHP), produksi gas, produksi liquid, produksi minyak, produksi air dan data *skin* hasil *well test analysis*.

Rock type atau *flow unit* merupakan kunci dalam pengembangan karakterisasi reservoir yang dibangun oleh integrasi data geologi dan teknik perminyakan. Berbagai metoda dapat diaplikasikan untuk mendefinisikan *flow unit* dan properti petrofisiknya, tergantung dari ketersediaan data dan alatnya. *Rock type* atau *flow unit* direpresentasikan oleh hubungan permeabilitas-porositas berdasarkan proses geologi tertentu.

Tabel 1.1 Ketersediaan Data pada Lapangan X

Available Data									
1. Rock Property									
⊙ Routine						No sufficient core sample from Non-Marine Talang Akar formation.			
◇ Conventional									
▷ OO-2 : 43 samples (8110 – 8185 ft) : JTBF									
▷ OO-5 : 48 samples (7046 – 7495 ft) : JTBF									
◇ Sidewall									
▷ OO-1 : 47 samples (1478 – 4197 ft) : PRGF									
▷ OO-3 : 150 samples (1942 – 6746 ft) : JTBF, TAF, NMTAF									
▷ OO-5 : 232 samples (1875 – 8101 ft) : UCBLF, BRF, TAF									
▷ OO-7 : 181 samples (7105 – 8079 ft)									
⊙ SCAL (OO-2 only)						Oil – Brine Capillary Pressure data is unavailable			
◇ Air – Brine Capillary Pressure : 6 samples									
◇ Formation Factor & Resistivity Index : 6 samples									
◇ Gas – Oil Relative Permeability : 5 samples									
◇ Water – Oil Relative Permeability : 6 samples									
2. Fluid Properties (PVT data available only from well OC-1, Jatibarang Upper formation)									
3. Drill Stem Test data									
◇ OO-1 (DST #1 – #5 in Jatibarang Volcanics; DST #6 – #9 in Batu Raja Limestone)									
◇ OO-2 (DST #1 – #4 in Jatibarang Volcanics; DST #5 – #6 in Talang Akar)									
◇ OO-3 (DST #1 – #7 in Jatibarang Volcanics; DST #8 in Talang Akar)									
Sumur	Wireline Log	Routine Core	Special Core	Core Photography	Petrography	Uji Sumuran	Gas Analysis	Model Geologi	
Sumur-01	✓	✓		✓	✓	✓			Y
Sumur-02	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
Sumur-03	✓	✓		✓	✓	✓			
Sumur-05	✓	✓		✓	✓	✓			

Tujuan dari penulisan jurnal ini antara lain adalah:

1. Mengimplementasikan penyebaran permeabilitas dengan metoda *Fuzzy Logic*, *Hydraulic Flow Unit* (HFU) / *Flow Zone Indicator* (FZI) dan *Pore Geometry and Structure* (PGS) pada simulasi reservoir dengan menggunakan *Local Grid Refinement* (LGR).
2. Membandingkan nilai tekanan, laju produksi dan nilai skin untuk ketiga metoda tersebut pada model LGR.
3. Meneliti pengaruh dari metoda LGR dalam penelitian simulasi reservoir.
4. Membandingkan peramalan produksi untuk ketiga metoda tersebut.

2. Metodologi

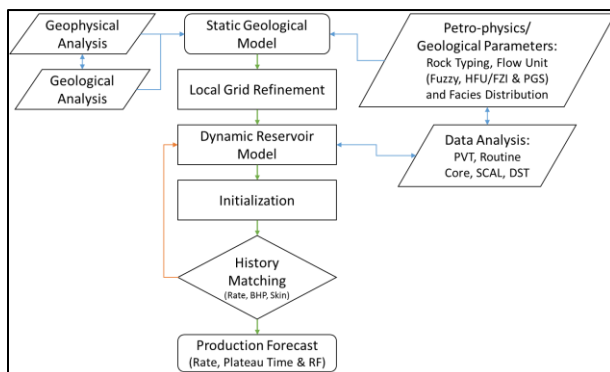
Jurnal ini melakukan perbandingan perbandingan beberapa metoda penentuan *rock type/flow unit*, yang kemudian hasilnya diaplikasikan pada pemodelan reservoir, simulasi reservoir dan prediksi masa depan untuk mengetahui nilai faktor perolehan dari ketiga metoda permeabilitas. Terdapat lima langkah utama dalam studi ini, yaitu (1) mengimplementasikan penyebaran permeabilitas dengan metoda *Fuzzy Logic* (Cuddy, 2000), penentuan *flow unit* dan estimasi permeabilitas dengan pendekatan FZI (Amaefule et al, 1993) dan penentuan *rock type* untuk estimasi permeabilitas dengan pendekatan PGS (Permadi, P dan Susilo, A, 2009) pada simulasi reservoir dengan menggunakan *local grid refinement* (LGR), (2) membandingkan nilai tekanan, laju produksi dan nilai skin untuk ketiga metoda tersebut pada model LGR, (3) meneliti pengaruh dari metoda LGR dalam

penelitian simulasi reservoir, (4) membandingkan peramalan produksi untuk ketiga metoda tersebut dan (5) mendapatkan metoda terbaik pada model reservoir yang mendekati kondisi yang sebenarnya. Kemudian diverifikasi dengan menggunakan *rock type* dari *J-Function*. Tahap selanjutnya dilakukan dengan terlebih dahulu menentukan batasan untuk setiap *rock type*, begitu juga dengan replot pada grafik semilog antara permeabilitas dengan porositas. Kemudian dilakukan perbandingan dengan persamaan yang diperoleh dari kurva semilog permeabilitas dan saturasi air dari data *Special Core Analysis* (SCAL), dengan menggunakan aturan “if-then” maka dapat diperoleh persamaan permeabilitas untuk setiap *rock type*.

Pada tahap selanjutnya dilakukan pemodelan distribusi permeabilitas untuk ketiga metoda di atas yang dilakukan dengan menggunakan software pemodelan yang kemudian dilakukan simulasi dengan menggunakan software simulasi. Tujuan pada tahap ini untuk mengimplementasikan ketiga metoda pada contoh kasus lapangan X.

dapat diperoleh permeabilitas hasil prediksi dari metoda *Fuzzy Logic*.

2. Model prediksi permeabilitas pada metoda FZI dengan menentukan *flow unit* yang dilakukan dengan mengintegrasikan data dari routine core dan laporan geologi. Klasifikasi *flow unit* dituangkan pada korelasi antara *Reservoir Quality Index* dan *Normalized Porosity Index* dalam suatu grafik log-log. Estimasi permeabilitas dilakukan dengan menggunakan data *Flow Zone Indicator* (FZI).
3. Model prediksi permeabilitas pada metoda PGS dengan menentukan *rock type* yang dilakukan dengan mengintegrasikan data dari routine core, SCAL, dan laporan geologi. Klasifikasi *rock type* dilakukan dengan menuangkan korelasi antara *lithofacies*, geometri pori dan struktur pori dalam suatu grafik log-log.



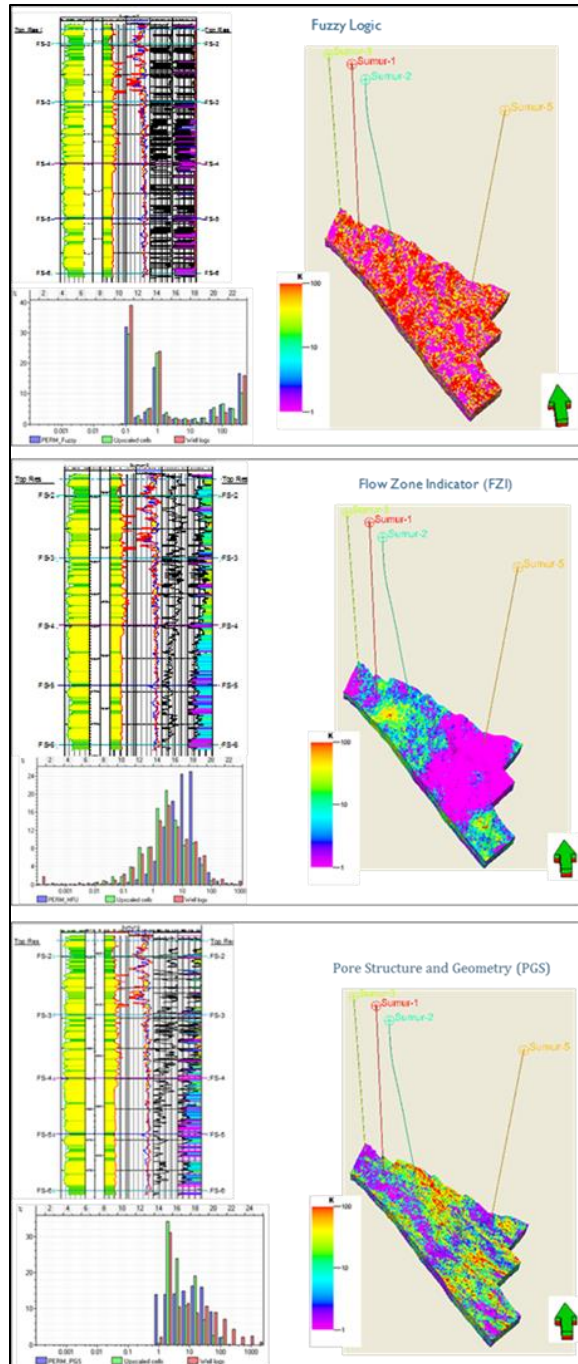
Gambar 2.1. Diagram Alir Jurnal.

3. Hasil dan Pembahasan

3.1. Implementasi Prediksi Distribusi Permeabilitas

Metoda pemodelan permeabilitas dalam jurnal ini adalah:

1. Model prediksi permeabilitas pada metoda *FuzzyLogic* dengan mengintegrasikan data dari *routine core* dan data dari hasil pengukuran *wireline log* seperti ILD, MSFL, NPHI, RHOB, DT, dan log porositas sebagai data inputan fuzzy. Logika fuzzy kemudian membuat persamaan untuk setiap range data permeabilitas. Data *wireline log* kemudian dimasukkan kedalam persamaan yang dihasilkan dari logika fuzzy sehingga



Gambar 3.1. Pemodelan Distribusi Permeabilitas untuk Fuzzy Logic, FZI/HFU dan PGS

3.2. Local Grid Refinement (LGR)

Pemodelan reservoir dilakukan dengan menggunakan *local grid refinement*, yaitu menggabungkan dua atau lebih dari *finite-difference grids* yang berbeda ukuran: grid yang berukuran besar (*coarse grid*) mencakup area yang sangat besar dengan

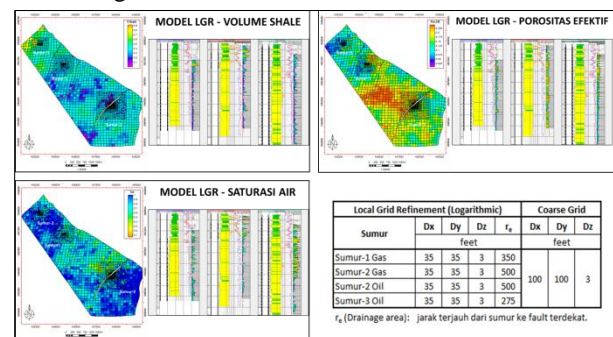
memasukkan kondisi batas regional, sedangkan grid dengan ukuran yang lebih kecil (*refine grid*) mencakup area target tertentu. Proses refinement hanya mencakup area target, yang mempunyai keuntungan diantaranya;

1. Membuat cell (*fine grid*) hanya pada area target, sehingga mengurangi kuantitas pemakaian computer.
2. Dapat melakukan proses refinement pada beberapa area sekaligus (sampai dengan 9 grid turunan).
3. Memberikan korespondensi dua arah antara *coarse grid* dengan *fine grid*, yang memastikan agar model tersebut memiliki kondisi batas yang konsisten di sepanjang permukaan yang berdekatan.
4. Mudah dalam pembuatan *fine grid*.
5. Mampu memberikan hasil yang cepat.

Detail spesifikasi pemodelan reservoir adalah sebagai berikut:

- Black Oil System
- Single Porosity Model
- 3-Dimension and 3-Phase
- Coarse Grid: 100x100x3ft
- Local Grid Refinement: 35x35x3ft
- Total Cells: 336,180

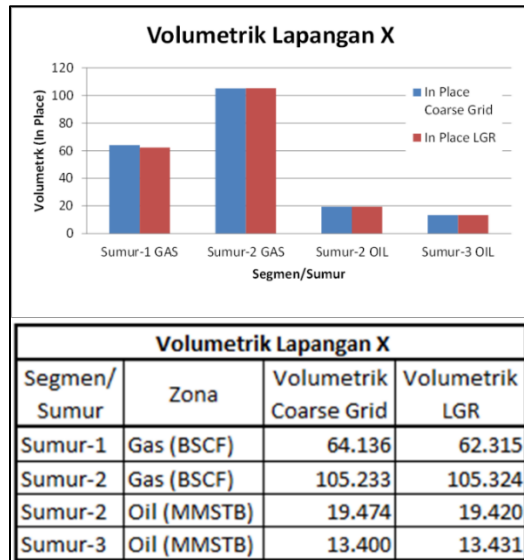
Dimensi dan radius (*drainage area*) pada masing-masing sumur di lapangan X menunjukkan jarak terjauh dari sumur sampai ke fault terdekat atau dari 275ft sampai 500ft, dengan nilai rata-rata 375ft



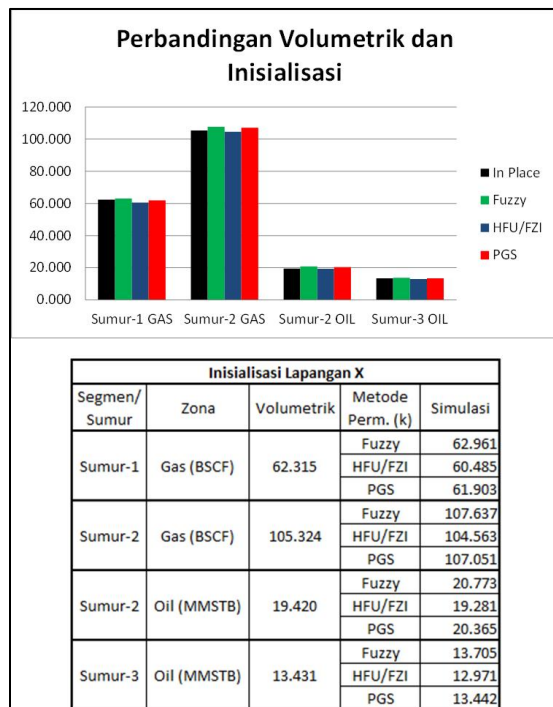
Gambar 3.2 Local Grid Refinement

Terlihat bahwa properti pada lapangan X penyebaran dapat dibagi menjadi 3 zona, perkembangan reservoir yang baik pada bagian tengah (sekitar sumur-1 dan sumur-2 bagian barat), hal ini terbukti dengan pada sumur-sumur tersebut memproduksi gas. Sama halnya dengan penyebaran saturasi air nilai yang rendah konsisten dengan peta sebaran porositas efektif

Hydrocarbon in-place (minyak dan gas) dihitung dari geostatistik model dengan menggunakan reservoir properti, batas reservoir seperti GOC (gas oil contact), OWC (oil water contact), GWC (gas water contact) dan *cutoff*.



Gambar 3.3. Hasil perhitungan volumetric IOIP dan IGIP dari model geostatistik *Coarse Grid* dan LGR di Lapangan X

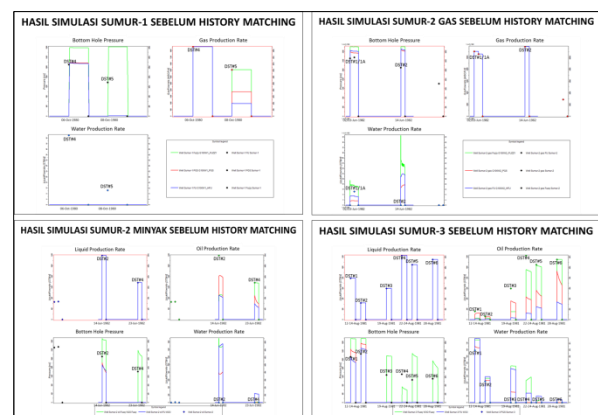


Gambar 3.4. Perbandingan Volumetrik dan Inisialisasi Pemodelan Lapangan X

Untuk mendapatkan model reservoir yang memiliki karakteristik mendekati karakteristik reservoir yang sebenarnya, diperlukan proses validasi properti reservoir dengan cara *history matching*. Properti yang harus divalidasi seperti porositas, permeabilitas, NTG dan sifat fluida reservoir. Ketiga metoda yaitu Fuzzy, FZI, dan PGS diaplikasikan pada model dinamik dan kemudian hasil *history matching*-nya dibandingkan. Adanya produksi air pada zona gas salah satunya disebabkan oleh *solubility water* pada zona gas. Data yang diperlukan untuk memperoleh *solubility water* ini yaitu tekanan reservoir dimana pada zona gas ini memiliki tekanan 3200 psi, temperature reservoir 257 °F dan salinitas dari air 9000 ppm sehingga dihasilkan 2.5 bbl/MMcf kemudian dikoreksi dengan salinitas air menghasilkan 2.425 bbl/MMcf. Pada tahap ini juga dilakukan *adjustment* pada data *skin* yang diperoleh dari *well test analysis* untuk meminimalkan perbedaan tekanan pada BHP. Hasil simulasi untuk *DST matching* secara keseluruhan untuk BHP, produksi gas, produksi liquid, produksi minyak, dan produksi air menunjukkan metoda PGS lebih banyak memberikan hasil yang lebih baik dibandingkan dengan kedua metoda yang lain.

Tabel 3.1. DST Data (*Fluid and Properties*)

Well	DST	Date	Interval, ft	TVD, ft	TUBING (inch)	FLUID RATE & PROPERTIES													
						OIL BOPD	GAS MCFD	Water BWPD	Liquid BPD	API	GOR	SG air	WC	GLR	BHP, psia	SHT, F			
Sumur-1	4	4/10/1980	6469 - 6502	6405 - 6438	2 7/8	822	8479	50	672	57.4	13632	0.905	7.44%	12817.8	2105.7	257.0			
	5	8/10/1980	6428 - 6460	6304 - 6396		335	5670	10.4	345.4	54.0	16934	0.890	3.01%	16424.4	1875.6	261			
	1	2/6/1982	7935 - 8110	6338 - 6487		657	11013	0	657	54.5	16763	0.856	0.00%	16762.6	2622.6	277.8			
	1A	3/6/1982	7935 - 8110	6338 - 6487		664	10570	10.3	674.3	51.6	15931	0.872	1.53%	15487.4	2191	277.8			
Sumur-2	2	14/6/1982	7935 - 8495	6338 - 6803	2 7/8	2388	11811	0	2388	32.8	4954	0.866	0.00%	4954.4	1940	303.1			
	4	23/6/1982	8122 - 8186	6497 - 6534		1373	2843	0	1373	35.8	3071	0.898	0.00%	2070.6	1540	281.8			
	1	12/8/1981	6598 - 6761	6558 - 6721		158	134	633	791	23.4	848	1.12	80.03%	169.4	2136.9	278			
	2	14/6/1981	6598 - 6689	6558 - 6649		64	67.6	257	321	23.3	1056	1.058	80.06%	210.6	2271.6	268.4			
Sumur-3	3	15/10/1981	6600 - 6630	6560 - 6590	3 1/2	596	358	0	596	28.1	601	0.976	0.00%	600.7	1286.7	264.5			
	4	22/6/1981	6590 - 6594	6520 - 6524		1225	964	0	1225	29.5	758	0.972	0.00%	758.0	1325.4	265.2			
	5	24/6/1981	6514 - 6550	6474 - 6510		1049	1264	0	1049	29.8	1205	0.944	0.00%	1205.0	1057.0	262.3			
	6A	28/8/1981	6473 - 6498	6433 - 6458		1149	1925	0	1149	26.7	1675	0.952	0.00%	1675.4	1106.2	263.9			

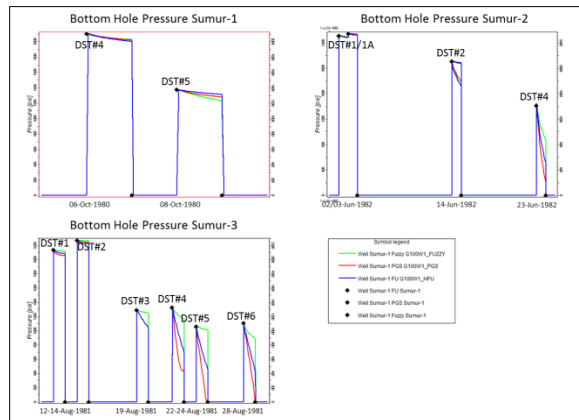


Gambar 3.5. Hasil Simulasi Sumuran Sebelum *History Matching*

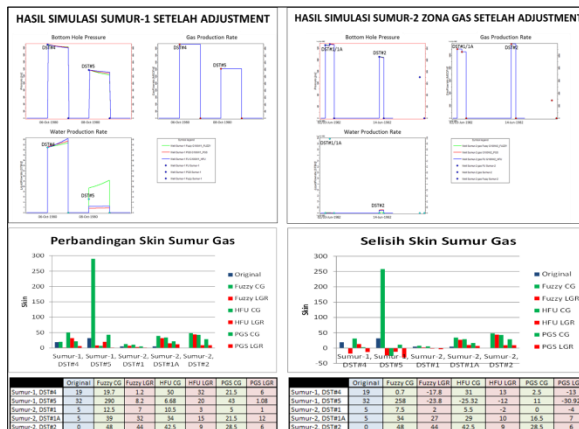
Pada ketebalan perforasi yang sama, jumlah *grid* yang terhubung di model *vertical refinement* lebih banyak

dibandingkan LGR, sehingga variasi *property grid* di interval tersebut akan lebih besar. Namun dalam satu luasan area yang sama variasi *property* di model LGR lebih besar, karena terdiri dari jumlah *grid* yang lebih banyak. Variasi *property* akan memberikan keperluan *adjustment* yang berbeda pula antara kedua model.

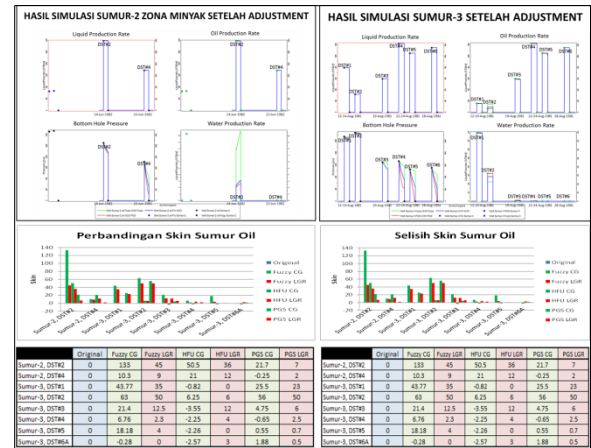
Nilai permeabilitas *vertical* yang digunakan di model ini sebesar 10% dari permeabilitas *grid* lateralnya, sehingga aliran yang utama terjadi adalah arah lateral. Jika radius pengurasan yang terjadi diantara kedua model ini sama, maka variasi *property grid* LGR (arah lateral) dalam radius pengurasan tersebut, mampu menghasilkan *adjustment skin* yang lebih mendekati data *well test*.



Gambar 3.6. Hasil Simulasi Sumuran setelah *Adjustment* pada *Bottom Hole Pressure*



Gambar 3.7. Hasil Simulasi Sumur 1 dan 2 (zona gas) setelah *Adjustment*



Gambar 3.8. Hasil Simulasi Sumur 2 (zona minyak) dan 3 setelah *Adjustment*

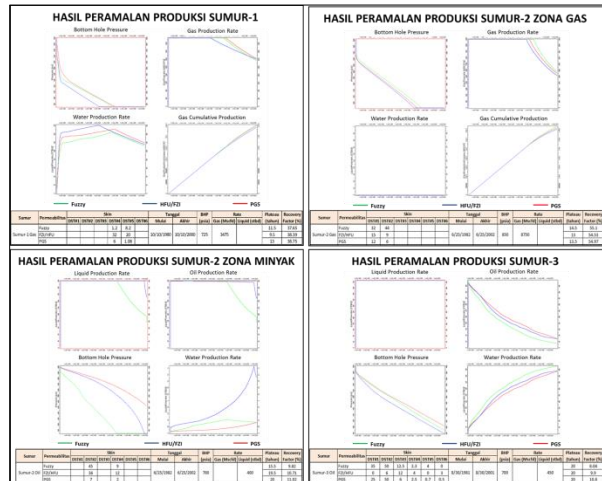
Setelah mendapatkan model reservoir yang telah divalidasi melalui proses history matching, langkah selanjutnya dalam simulasi reservoir adalah tahap peramalan kinerja masa depan (*Forecasting Future Performance*). Pada tahapan ini distribusi fluida hasil *history matching* merupakan faktor utama keakuratan peramalan kinerja produksi reservoir.

Tabel 3.2. Perbandingan antara Model *Coarse Grid* dan *Local Grid Refinement*.

No.	Coarse Grid	Local Grid Refinement
1		
2	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Coarse Grid</i>: 50x50x2-7ft • <i>Local Grid Refinement</i>: - • <i>Total Cells</i>: 5,126,160 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Coarse Grid</i>: 100x100x3ft • <i>Local Grid Refinement</i>: 35x35x3ft • <i>Total Cells</i>: 336,180
3	IGIP = 169.369 BSCF Inialisasi Gas = 191.317 BSCF OOIP = 32.874 MMSTB Inialisasi Oil = 38.394 MMSTB Selisih = >5%	IGIP = 167.639 BSCF Inialisasi Gas = 168.200 BSCF OOIP = 32.851 MMSTB Inialisasi Oil = 33.512 MMSTB Selisih = 1-2%
4	Skin: <ul style="list-style-type: none"> • Fuzzy = -0.28 - 290 • HFU/FZI = -3.55 - 50.5 • PGS = -0.65 - 56 	Skin: <ul style="list-style-type: none"> • Fuzzy = 1.2 - 50 • HFU/FZI = 0 - 41 • PGS = 0.7 - 50

Tabel 3.3. Constrain Peramalan Produksi

Sumur	Tanggal		BHP (psia)	Rate	
	Mulai	Akhir		Gas (Mscfd)	Liquid (stbd)
Sumur-1 Gas	10/10/1980	10/10/2000	725	3475	
Sumur-2 Gas	6/25/1982	6/25/2002	850	8750	
Sumur-2 Oil	6/25/1982	6/25/2002	700		400
Sumur-3 Oil	8/30/1981	8/30/2001	700		450



Gambar 3.9. Hasil Peramalan Produksi

Hasil dari peramalan produksi semua sumur pada lapangan X, dimana terlihat hasil *plateau rate* dan *recovery factor* sangat terpengaruh dari besarnya permeabilitas dan nilai *skin*. PGS mempunyai nilai *skin* yang relatif kecil, dibandingkan dengan kedua metoda yang lainnya, yang berpengaruh pada *plateau rate* yang lebih lama dan *recovery factor* yang lebih besar.

Tabel 3.3. Perbandingan Hasil Peramalan Produksi (*Skin*)

Sumur	Permeabilitas	Skin					
		DST#1	DST#2	DST#3	DST#4	DST#5	DST#6
Sumur-1 Gas	Fuzzy				1.2	8.2	
	FZI/HFU				32	20	
	PGS				6	1.08	
Sumur-2 Gas	Fuzzy	32	44				
	FZI/HFU	30	41				
	PGS	16	27				
Sumur-2 Oil	Fuzzy		45		9		
	FZI/HFU		36		12		
	PGS		7		2		
Sumur-3 Oil	Fuzzy	35	50	12.5	2.3	4	0
	FZI/HFU	0	6	12	4	0	3
	PGS	25	50	6	2.5	0.7	0.5

Tabel 3.4. Perbandingan Hasil Peramalan Produksi (*Plateau Rate* dan *Recovery Factor*)

Sumur	Permeabilitas	Tanggal		BHP (psia)	Rate		Plateau (tahun)	Recovery Factor (%)
		Mulai	Akhir		Gas (Mscfd)	Liquid (stbd)		
Sumur-1 Gas	Fuzzy	10-10-80	10-10-00	725	3475		11.5	37.65
	FZI/HFU						9.5	38.39
	PGS						13	38.75
Sumur-2 Gas	Fuzzy	25-06-82	25-06-02	850	8750		14.5	55.1
	FZI/HFU						13	54.53
	PGS						13.5	54.97
Sumur-2 Oil	Fuzzy	25-06-82	25-06-02	700		400	15.5	9.82
	FZI/HFU						19.5	10.71
	PGS						20	11.02
Sumur-3 Oil	Fuzzy	30-08-81	30-08-01	700		450	20	8.04
	FZI/HFU						20	9.9
	PGS						20	10.8

Jurnal ini memberikan hasil dari perbandingan tiga metoda karakterisasi permeabilitas yang digunakan untuk simulasi reservoir menggunakan metoda LGR (*Local Grid Refinement*).

4. Kesimpulan

1. Penyebaran permeabilitas pada model LGR dengan metoda *Fuzzy Logic*, HFU/FZI dan PGS menunjukkan bahwa inisialisasi dari metoda *Fuzzy Logic* merupakan yang terbesar dibandingkan lainnya, sedangkan HFU/FZI merupakan metoda terkecil.
2. Hasil perbandingan penyebaran permeabilitas pada model LGR dengan metoda *Fuzzy Logic*, HFU/FZI dan PGS yang mendekati kondisi aktual reservoir berturut-turut adalah PGS, HFU/FZI dan *Fuzzy Logic*. Hal ini ditunjukkan dengan besaran hasil simulasi metoda PGS dalam hal nilai dari tekanan, laju produksi dan nilai *skin* lebih mendekati data DST.
3. Pengaruh aplikasi metode LGR pada simulasi reservoir menyebabkan jumlah *grid* yang lebih banyak dalam satu luasan. Hal ini membuat variasi property *grid* lebih banyak. Sehingga model reservoir memiliki properti yang semakin detail. Pada simulasi reservoir, kondisi tersebut menentukan keakuratan hasil simulasi.
4. Peramalan hasil produksi pada model LGR dengan metoda *Fuzzy Logic*, HFU/FZI dan PGS menunjukkan bahwa *recovery factor* dari metoda PGS merupakan yang terbesar dibandingkan lainnya. Hal ini disebabkan dengan kecilnya nilai *skin*, yang mempengaruhi nilai *recovery factor* yang didapat dari metoda tersebut.
5. Perbandingan metoda *grid refinement* pada model reservoir Lapangan X menunjukkan bahwa LGR lebih mendekati kondisi reservoir. Hal ini disebabkan *grid* disekitar sumur mempunyai pola bertingkat,

sehingga aliran gas dan fluida yang masuk ke lubang sumur menyerupai aliran radial. Hal ini yang menyebabkan hasil simulasi produksi pada model LGR mempunyai nilai BHP, *rate* dan *skin* masing-masing sumur lebih mendekati data yang sebenarnya.

Saran

1. Model simulasi *Local Grid Refinement* memperinci proses dinamik aliran fluida agar lebih baik.
2. Untuk meningkatkan *recovery factor* diperlukan penambahan sumur pada masing-masing segmen di Lapangan X.
3. Data *history* produksi pada lapangan pengembangan diperlukan untuk mendapatkan hasil model reservoir yang mendekati sebenarnya.

Ucapan Terima Kasih

Puji syukur penulis panjatkan ke hadirat Allah SWT, yang atas rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan jurnal ini. Shalawat dan salam tercurah kepada Rasulullah Muhammad SAW beserta keluarganya.

Selama penulisan jurnal ini, penulis mendapat bantuan dan dukungan dari berbagai pihak. Untuk itu, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Pudji Permadi selaku pembimbing, serta para dosen teknik perminyakan Institut Teknologi Bandung yang telah memberikan bimbingannya;
2. Keluarga tercinta yang selalu mengingatkan dan memberikan doa terbaiknya;

3. Dan para pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa jurnal ini bukanlah tanpa kelemahan, untuk itu kritik dan saran sangat diharapkan. Akhir kata, semoga jurnal ini dapat bermanfaat bagi para pembacanya.

Referensi

- [1] Ade Yogi, 22210036. (2012): Studi Perbandingan Beberapa Metoda Karakterisasi Reservoir untuk Keperluan Simulasi Reservoir Formasi Talang Akar Non-Marine Lapangan X, Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- [2] Adi Harsono. (1997): Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Schlumberger Oilfield Services, Edisi-8.
- [3] Boyun Guo, William C. Lyons, and Ali Ghalambor. (2007): Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach, Elsevier Science and Technology Books.
- [4] Diana Morton-Thompson, and Arnold M. Woods. (1988): Development Geology Reference Manual, AAPG Methods in Exploration Series, No. 10. AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA.
- [5] Permadi, P., and Susilo, A. (2009): Permeability Prediction and Characteristics of Pore Structure and Geometry as Inferred from Core Data, SPE 125350-PP, Abu Dhabi.
- [6] Permadi, et.al. (2011): Rock typing and permeability prediction for water-wet and oil-wet rocks, Proceedings of Society of Core Analyst, SCA2011-53, Texas.
- [7] Schlumberger (2005): Modflow 3D-Builder, Local Grid Refinement.
- [8] Schlumberger (2010): Petrel, Geology Geophysics and Reservoir simulation course.