

## **Geomodeling Sekuen Stratigrafi Dan Perkembangan Reservoir Batupasir Pada Cekungan Sumatra Selatan Berdasarkan Data Seismik Dan Well Log Pada Lapangan "Mohan"**

**Mohan Hilman, S.T.**  
Pusat Studi Energi UNPAD

---

### **Abstrak**

Lapangan "MOHAN" berada di Cekungan Sumatra Selatan merupakan suatu daerah di Pulau Sumatra yang menghasilkan produksi minyak bumi, cekungan ini merupakan cekungan belakang busur atau *Back Arc Basin*. Semua kenampakan pada episode ini dikatakan sebagai struktur muda (*young structure*) dan merupakan struktur yang dominan pada cekungan sampai saat ini. Struktur cekungan yang terbentuk pada lapangan "MOHAN" dipengaruhi oleh tektonik pada Zona Subduksi yang terletak di lepas pantai Barat Sumatra dan Selatan Jawa. Gaya yang bekerja adalah gerak tensional yang membentuk *graben* dan *horst dengan arah* berarah baratdaya-timurlaut (Pola Jambi) kala Kapur Akhir – Tersier Awal.

Dari data log sumur yang ada juga dilakukan perhitungan petrofisik berupa *volume of shale* rata-rata dan porositas efektif rata-rata untuk mengetahui kualitas reservoir. Integrasi dari analisis data-data tersebut akan menghasilkan geometri (dalam bentuk peta *gross sand* dan *net sand*) dan kualitas reservoir (dalam bentuk peta *volume of shale* rata-rata dan porositas efektif rata-rata) serta struktur bawah permukaan (dalam bentuk peta *top struktur*) yang semuanya terangkum dalam karakterisasi reservoir, Dan dilakukan juga penghitungan cadangan hidrokarbon (Original Oil In Place) pada lapangan "MOHAN".

Zona reservoir batupasir A.1 merupakan zona berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon terbesar dan terbaik diantara lima zona lainnya. Zona A.1 memiliki persebaran fasies batupasir yang meluas di keseluruhan lapangan, dengan rata-rata ketebalan batupasir 26,7 feet batu pasir ini berasal dari pengendapan lingkungan estuarin pada *tidal chanel*. Batupasir pada zona A.1 memiliki tingkat porositas 25%-30% (sangat baik), dan permeabilitas antara 1-500md, dengan demikian dapat dihitung cadangan hidrokarbon(OOIP) yang terkandung pada reservoir batupasir Zona A.1 sebanyak 10.287.020,00 STB, serta total keseluruhan cadangan hidrokarbon(OOIP) diseluruh Zona berjumlah 17.029.340,00 STB.

**Kata Kunci :** Geomodelling, Stratigrafi, Reservoir, Seismik, Well log

### **1. PENDAHULUAN**

Kebutuhan akan sumber energi minyak dan gas dalam perindustrian semakin meningkat, namun hal ini tidak disertai dengan meningkatnya produksi minyak dan gas bumi yang bahkan cenderung stagnan. Oleh karena itu untuk memecahkan solusi tersebut dilakukan usaha-usaha perkembangan dibidang eksplorasi, seperti pengoptimalan data dari seismik 3D. Pada penelitian penulis, didapatkan adanya suatu batuan reservoir yang belum dipetakan dengan cara mengintegrasikan informasi seismik 3D

yang ada. Dalam eksplorasi minyak dan gas bumi, ruang lingkup pekerjaannya tidak hanya terbatas pada pencarian sumber-sumber hidrokarbon baru atau perluasan daerah produksi, tetapi juga berusaha untuk mempertahankan angka produksi dari lapangan-lapangan yang ada.

Untuk mengembangkan usaha pencarian zona prospek hidrokarbon dilakukan penelitian mendalam sebelum tahap eksplorasi dan pengembangan dilaksanakan. Metoda yang digunakan dalam kegiatan eksplorasi antara lain adalah analisa seismik refleksi dan *well*

*logging*. Seismik refleksi dapat memberikan gambaran mengenai kondisi bawah permukaan secara umum, diantaranya mengenai stratigrafi lateral dan struktur. Gambaran kondisi bawah permukaan tersebut dijadikan sebagai acuan untuk pencarian prospek atau perangkap hidrokarbon yang baru pada suatu daerah. Sedangkan berdasarkan wireline logging dapat diketahui karakter petrofisika batuan yang tergambarkan dalam kurva Gama Ray, refleksi sifat listrik batuan, dan densitas batuan.

## 2. ISI MAKALAH

### 2.1 Geologi Regional

Cekungan Sumatra Selatan terbentuk selama Awal Tersier (Eosen – Oligosen) saat sebuah seri dari graben yang berkembang sebagai respon dari sistem subduksi oblique lempeng Samudra India di bawah Lempeng Benua Asia Tenggara yang menghasilkan sistem divergen dengan arah menyamping ke kanan pada cekungan belakang busur. Cekungan Sumatra Selatan merupakan salah satu cekungan dari cekungan – cekungan yang terbentuk tiga cekungan utama di sumatra (cekungan sumatra utara, tengah, selatan), dimana menurut klasifikasi tektonik di Indonesia termasuk cekungan busur belakang. Selama Zaman Tersier Paparan Sunda telah mengalami dua kali gerak rotasi berlawanan arah jarum jam sebesar  $42^{\circ}$  (Davis, P. R., 1984, dalam Koesoemadinata, 1980). Secara garis besar struktur geologi regional Sumatra Selatan meliputi :

1. Zona Sesar Semangko, yang merupakan hasil tumbukan konvergen antara lempeng Samudera Hindia kearah Utara – Timurlaut dengan Sumatera, akibat timbul gerak rotasi Right lateral antarlempeng Samudera Hindia dan Pulau Sumatera.
2. Perlipatan dengan arah utama Baratlaut - Tenggara akibat efek pilinan (gaya kopel) Sesar Semangko.

3. Sesar - sesar yang berasosiasi dengan perlipatan dan sesar Pra - Tersier yang mengalami peremajaan. Struktur perlipatan di daerah Cekungan Sumatra Selatan yang terbentuk akibat orogenesis Plio-Pleistosen dikelompokkan menjadi tiga antiklinorium utama dari selatan ke utara yaitu: Antiklinorium Muara Enim, Antiklinorium Pendopo Benakat dan Antiklinorium Palembang (Pulunggono, 1986, dalam Koesoemadinata, 1980).

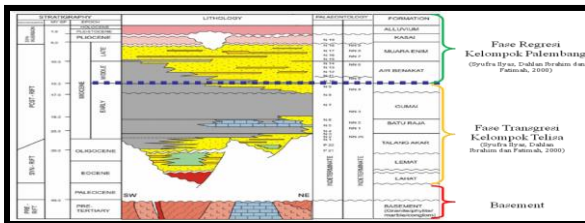


**Gambar 1.** Pola struktur Pulau Sumatera pada kala Eosen-Oligosen Orientasi Timurlaut-Baratdaya, dan Struktur Inversi Pada Kala Plio-Pleistosen Orientasi Baratlaut-Tenggara (Daly dkk., 1991; Ginger & Fielding.,2005)

Tatanan stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan pada Sub Cekungan Jambi terdiri dari satu siklus besar sedimentasi dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya. Secara detail siklus ini dimulai oleh siklus non marin yaitu dengan diendapkannya Formasi Lahat pada Oligosen Awal dan kemudian diikuti oleh Formasi Talang Akar yang diendapkan secara tidak selaras di atasnya. Menurut Adiwidjaja dan De Coster (1973), Formasi Talang Akar merupakan suatu endapan kipas alluvial dan endapan sungai teranyam (*braided stream deposit*) yang mengisi suatu cekungan. Fase transgresi terus berlangsung hingga Miosen Awal dimana pada kala ini berkembang Batuan karbonat yang diendapkan pada lingkungan *back reef*, *fore reef*, dan *intertidal* (Formasi Batu Raja) pada bagian atas Formasi Talang Akar. Fase Transgresi maksimum ditunjukkan dengan diendapkannya Formasi Gumai bagian bawah secara

selaras di atas Formasi Baturaja yang terdiri dari Batu serpih laut dalam.

Fase regresi dimulai dengan diendapkannya Formasi Gumai bagian atas dan diikuti oleh pengendapan Formasi Air Benakat yang didominasi oleh litologi Batu pasir pada lingkungan pantai dan delta. Formasi Air Benakat diendapkan secara selaras di atas Formasi Gumai. Pada Pliosen Awal, laut menjadi semakin dangkal dimana lingkungan pengendapan berubah menjadi laut dangkal, paludal, dataran delta dan non marin yang dicirikan oleh perselingan antara batupasir dan batulempung dengan sisipan berupa batubara (Formasi Muara Enim). Tipe pengendapan ini berlangsung hingga Pliosen Akhir dimana diendapkannya lapisan batupasir tufaan, *pumice* dan konglemerat.



**Gambar 2..** Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Selatan (Syufra Ilyas, Dahlan Ibrahim dan Fatimah, 2000)

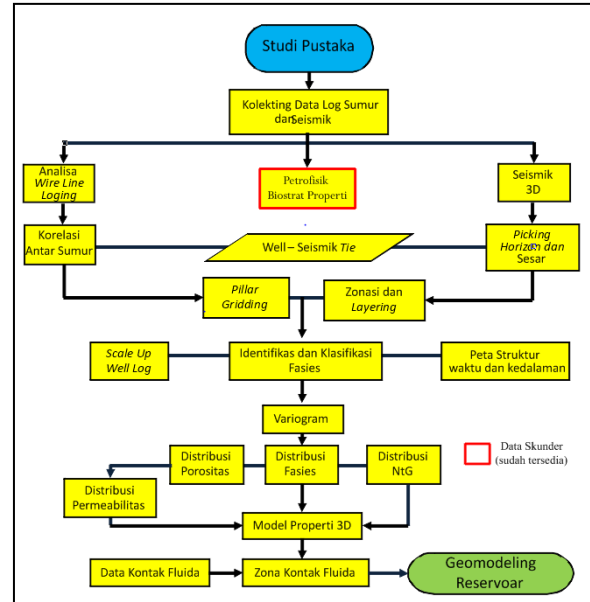
**Tabel 1.** Klasifikasi HC Cekungan Sumsel (Bishop, 2000; Ginger, et al., 2005)

Formasi	TOC (Total Organic Content)	Hydrogen Index	Tipe Kerogen	Kematangan	
Lahat	1.7 – 8.5 wt%	Excellent	130-290 mgHC/g	I, II, III	Matang
Talang Akar	1.5 – 8 wt%	Good - Excellent	150-310 mgHC/g	I, II, III	Matang
Batu Raja	0.5 – 1.5 wt%	Fair - Good	-	I, II, III	Matang
Gumai	0.5-11.5 wt%	Fair - Excellent	-	III	Awal matang
Air Benakat	0.5 – 1.7 wt%	Fair - Good	-	-	Tidak Matang
Muara Enim	0.5-52.7 wt%	Fair - Excellent	-	-	Tidak Matang

**Tabel 2.** Klasifikasi Reservoir Sumsel (Bishop, 2000; Ginger, et al., 2005)

Formasi	Tipe Reservoir	Porositas	Permeabilitas	Cadangan Terhitung
Pre-Tertiary Basement	Rekahan granit, karbonat, konglemerat dan batupasir	7%	Buruk	Dikontrol oleh rekahan 106 MMBOE
Lahat	Konglemerat dan batupasir	Sangat bervariasi	-	88 MMBOE
Talang Akar	Batupasir	15 – 30%	Bagus-sangat bagus	1-50 mD 2 BBOE
Batu Raja	Terumbu karang, platform karbonat	18 – 30%	Bagus-sangat bagus	25 mD to 3 D 1 BBOE
Gumai	karbonat, batupasir	20% (rata)	Bagus	10 mD to 3 D 130 MMBOE
Air Benakat	Batupasir	25% (rata)	Sangat bagus	10 mD to 3 D 647 MMBOE
Muara Enim	Batupasir	30%	Sangat bagus	- 179 MMBOE

## 2.2 Metode Penelitian



## 3. Hasil Penelitian

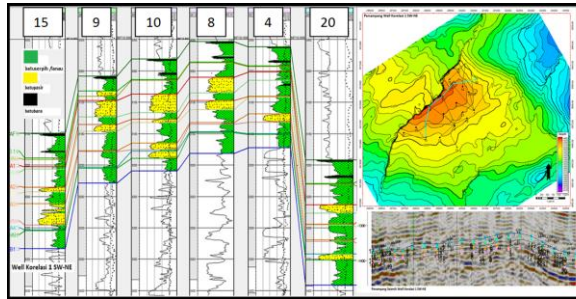
Korelasi Well *Sand to Sand* Lintas 1 SW-NE.

Pada korelasi Well Lintas 1 SW-NE, penulis meneliti dan mengkorelasikan beberapa sumur untuk dicari kemenerusan batupasir reservoir target yang memungkinkan didalamnya terisi Hidro Karbon, data yang diperoleh untuk meneliti persebaran tersebut berupa data *Masterlog/Mud Log*. Dari data tersebut penulis mencoba menyebarkan korelasi dengan melihat deskripsi dari beberapa facies batupasir pada well 15, 9, 10, 8, 4 20 maka terdapat beberapa kesamaan deskripsi batuan, hal inilah yang dapat di jadikan acuan pengkorelasi.

Struktur *Korelasi Well Lintas 1*, berarah baratdaya – timurlaut meliputi sumur 15, 9, 10, 8, 4 20, dan terbagi kedalam 5 zona horizon facies batupasir, yakni A0, A1, A2, A3, dan A4. Sumur-sumur Lintas 1 ini terletak tepat dipuncak antiklin lapangan “MOHAN” yakni puncaknya pada sumur 8, namun pada penampang lintasan ini tidak melewati sesar melainkan sejajar dengan sesar yang berarah baratdaya – timurlaut (Pola Jambi).

**Tabel 3.** Tebal Lapisan Reservoir batupasir Well Lintas 1 Pada Setiap Sumur

Tebal lapisan/ Feet	Sumur 15	Sumur 9	Sumur 10	Sumur 8	Sumur 4	Sumur 20	Tebal Rata-Rata/Feet
batupasir A0	0	11	0	0	0	0	1.83
batupasir A1	0	22	42	32	0	16	18.67
batupasir A2	7	16	8	19	0	0	8.33
batupasir A3	14	0	14	0	18	0	7.67
batupasir A4	0	0	17	0	0	11	4.67



**Gambar 3.** Korelasi Well Sand to Sand Lintas 1 pada Sumur 15, 9, 10, 8, 4, dan 20

Kenampakan struktur antara korelasi batupasir sumur 15 sampai 20 yang tampak pada gambar adalah pada sumur 15 dengan sumur 9 terdapat perbedaan ketinggian yang signifikan hal ini bisa dikarenakan perbedaan topografi akibat pengaruh tektonik yang bekerja di utara letak sumur, sehingga menghasilkan sebuah struktur minor yang mengontrol sumur 15 dan 9. Struktur patahan antara sumur 15 dan 9 dapat diketahui dengan melihat letak kemiringan dari garis korelasi antar sumur yang berfungsi sebagai gambaran bidang struktur, dan sumur 9 berada di atas bidang sesar yang relatif naik sedangkan sumur 15 adalah bidang struktur yang relatif turun, maka dapat disimpulkan sesar yang bekerja diantara sumur 15 dan 9 adalah *sesar normal*.

Formasi/Zonasi	Layer	Model Tipe	Range		Orientasi	Variogram	
			Major	Minor		Sill	Nugget
Zona 1	Sand A0	Exponential	2521	500	Timur-Barat	1	0.01
Zona 2	Sand A1	Spherical	3809	500	Timurlaut-Baratdaya	1	0.29
	Sand A2	Spherical	2426	500	Baratlaut-Tenggara	1	0
Zona 3	Sand A3	Spherical	2715	500	Timurlaut-Baratdaya	1	0.43
	Sand A4	Spherical	1638	500	Utara-Selatan	1	0

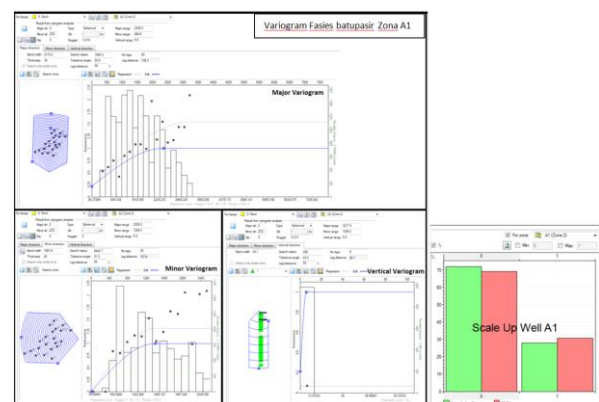
*normal*. Deskripsi batuan reservoir yang berkembang pada lapisan A1 terdiri dari domina batupasir.

Batupasir: Warna putih-putih keabuan, batuan tidak terkonsolidasi dengan baik, ukuran butir halus-medium, bentuk butir menyudut tanggung-membundar tanggung, tersementasikan dengan kalkareous, porositas buruk-medium, ada jejak mineral kuarsa.

Pada sumur 10 (*cutting sample*) ditemukan jejak minyak dengan deskripsi: kenampakan HC sedikit-moderat, pada pentetesan larutan chloroform terlihat berwarna kekuningan, dengan reaksi *light streaming* lambat berwarna biru pucat, dan Total Gas yang tercatat pada alat test gas sebesar 4.829 unit.

Pada korelasi struktur antara sumur 9, 10, 8, dan 4 terlihat pada gambar, tidak memiliki perbedaan ketinggian yang signifikan (hampir sejajar) hal ini dimungkinkan karena pengendapan yang terbentuk pada keempat sumur ini terletak pada daerah yang memiliki ketinggian yang sama. Begitu juga yang terjadi antara korelasi sumur 4 dan 20, terlihat pada gambar perbedaan ketinggian yang signifikan, analisa struktur ini sama dengan antara korelasi sumur 15 dan 9, yakni diantara sumur 4 dan 20 terjadi *sesar normal*.

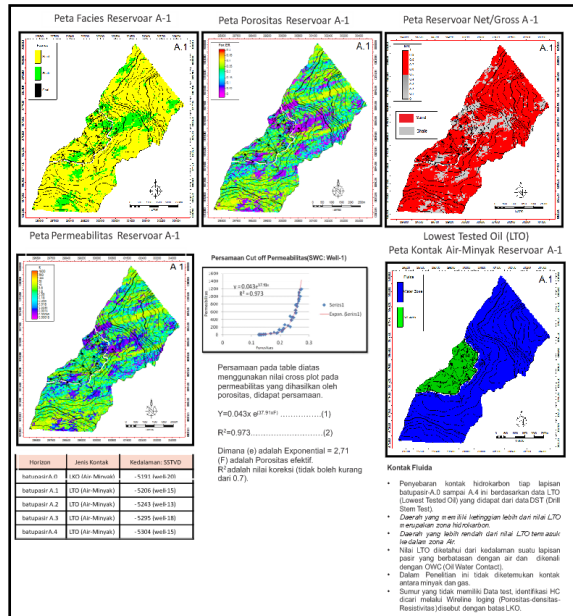
### 3.1 Geomodeling



**Gambar 4.** Variogram dan Scale Up Well A1

**Tabel 4.** Variogram Persebaran Porositas batupasir pada Zona Target

Peta Hasil Geomodel Reservoir A-1



baik), nilai permeabilitas berkisar 18 – 500 md dengan kemampuan mengalirkan fluida sangat baik, berdasarkan Lowest Tested Oil sumur-15 zona minyak berada pada kedalaman di atas -5206 SSTVD yang bersinggungan dengan zona kontak air dibawah ketinggian tersebut.

- Cadangan OOIP pada Zona Reservoir batupasir-A.1 merupakan yang terbesar dengan jumlah 10.287.020,00 STB
- Cadangan OOIP pada seluruh Zona Reservoir batupasir berjumlah 17.029.340,00 STB

#### 4. PENUTUP

Berdasarkan hasil analisis dan pengolahan data pada lapangan “X”, Formasi Talang Akar Bawah. Dapat ditarik kesimpulan geomodeling karakteristik reservoir batupasir target sebagai berikut:

- Berdasarkan analisis lingkungan pengendapan melalui deskripsi Mud Log, SWC beserta analisis Wireline Logging, Formasi Talang Akar Bawah diendapkan pada lingkungan *Estuarin* tipe *Tide Dominated Estuary*.
- Sumber reservoir batupasir-A.0 sampai A.4 di dominasi tipe Log Gamma Ray Pola *Blocky* diendapkan pada *Fluvial-Tidal Chanel*, dan Pola *Fining Upward*(FU) bentuk *Bell Shape* di endapkan pada *Tidal Chanel*.
- Beberapa sumur hasil test (Wireline Logging dan DST) potensial mengandung Hidrokarbon adalah: 1, 2, 5, 7, 9, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 21.
- Reservoir batupasir-A.1 merupakan zona potensial Hidrokarbon, karena memiliki pembagian probabilistic Fasies batupasir sebesar 72% dan Fasies shale 23% , dengan tebal batupasir rata-rata 20-25 feet, karakteristik porositas reservoir dominana bernilai 25%-35% (sangat



**DAFTAR PUSTAKA**

- [1]. Bishop and Ginger, et al., 2005, Clasification Characteristic Reservoar of South Sumatra, Geological Jurnal South Sumatra, Jakarta
- [2]. Ginger, D., dan Fielding, K., 2005, The Petroleum Systems and Future Potential of the South Sumatra Basin, Proceeding 30th Annual Convention and Exhibition, Indonesian Petroleum Association, August 2005
- [3]. Koesomadinata, R. P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi, Jilid 1 dan 2*. Institut
- [4]. Pulunggono, A. and Cameron, N.R., 1984, Sumatran Microplates, their characteristics and their role in the evolution of Central and South Sumatera Basins, Proceeding of the 13<sup>th</sup> Indonesian Petroleum Association Annual Convention, 121-143.
- [5]. Syufra Ilyas, Dahlan Ibrahim dan Fatimah, 2000, Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan, Jakarta.