

**KARAKTERISTIK RESERVOIR KARBONAT BERDASARKAN ANALISIS
PETROFISIKA PADA LAPANGAN LANGSA FORMASI MALACCA CEKUNGAN
SUMATRA UTARA OFFSHORE**

**Muhammad Aditya Wijaya*¹, Ildrem Syafri¹, Yoga Andriana Sendjaja¹, Dede Kurniadi²,
Ivan Nugraha²**

¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung,

²Pertamina Hulu Rokan Zona 1, Jambi

*Korespondensi: adityawijaya1123@gmail.com

ABSTRAK

Lapangan Langsa merupakan lapangan penghasil minyak dan gas bumi yang berada di Cekungan Sumatra Utara *Offshore* dan merupakan wilayah kerja milik PT Pertamina Hulu Rokan Zona 1. Penelitian yang dilaksanakan berfokus pada Formasi Malacca yang merupakan reservoir karbonat pada Lapangan Langsa. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui karakteristik reservoir pada Lapangan Langsa, Formasi Malacca berdasarkan analisis petrofisika. Data yang dianalisis pada Lapangan Langsa meliputi data *wireline log* dari 5 sumur serta data *cutting* dan data *core*. Berdasarkan hasil analisis dari data *cutting* dan data *core* menunjukkan bahwa Fasies yang berkembang yaitu Fasies *Wacke-Packstone*, Fasies *Crystalline Limestone* dan Fasies *Packstone*. Lingkungan Pengendapan pada Lapangan Langsa, Formasi Malacca diinterpretasikan berada pada lingkungan *back-reef lagoon* hingga *reef core*. Selanjutnya dilaksanakan perhitungan parameter petrofisika yang meliputi *volume shale*, porositas efektif, dan saturasi air. Berdasarkan hasil analisis petrofisika didapatkan bahwa, sumur dengan potensi terbaik untuk diproduksi berada pada sumur L1 dengan nilai *net pay* 296,5 ft dengan *net/gross* 0,443 dimana pada Fasies *Packstone* memiliki zona potensi hidrokarbon yang paling tebal.

Kata Kunci: Petrofisika, Reservoir, Fasies, Formasi Malacca, Cekungan Sumatra Utara.

ABSTRACT

Langsa Field is an oil and gas producing field located in the North Sumatra Offshore Basin and is a working area belonging to PT Pertamina Hulu Rokan Zona 1. The research carried out focuses on the Malacca Formation, which is a Carbonate Reservoir in Langsa Field. This research aims to determine the characteristics of the reservoir in Langsa Field, Malacca Formation based on petrophysics analysis. Data analyzed at Langsa Field includes wireline log data from 5 wells, cutting data, and core data. Based on the results of the analysis from cutting data and core data, it shows that the facies that are developing are Wacke-Packstone Facies, Crystalline Limestone Facies, and Packstone Facies. Depositional environment in the langsa field, the Malacca Formation is interpreted to be in the back-reef lagoon to reef core. Furthermore, petrophysics parameters are calculated, which include shale volume, effective porosity, and water saturation. Based on the results of the petrophysics analysis, it found that the well with the best production potential was in the L1 well with a net pay value of 296,5 ft with a net/gross of 0,443 where the Packstone Facies had the thickest hydrocarbon potential zone.

Keyword: *Petrophysics, Facies, Depositional Environment, Malacca Formation, Sumatra Offshore Basin*

PENDAHULUAN

Industri minyak dan gas bumi nasional, memiliki peran penting bagi perekonomian Indonesia. Upaya yang dilaksanakan oleh pemerintah demi menjaga umur dari cadangan minyak dan gas bumi yaitu dengan melaksanakan kegiatan eksplorasi. Cekungan Sumatra Utara merupakan salah satu penghasil minyak dan gas bumi yang telah berproduksi hingga saat ini. Dalam mengetahui karakteristik reservoir pada Lapangan Langsa, Formasi Malacca, Cekungan Sumatra Utara yang merupakan objek pada penelitian ini, diperlukan studi yang berguna dalam mengetahui kualitas reservoir yang ada. Dengan adanya studi tersebut dapat memberikan gambaran pada pengembangan dari Lapangan Langsa lebih lanjut yang nantinya dapat mempertahankan hingga meningkatkan angka produksinya. Analisis log sumur merupakan metode yang dapat memberikan informasi perihal karakteristik batuan yang berada pada bawah permukaan dengan menggunakan hasil pengukuran sifat fisik batuan atau petrofisika pada suatu sumur (Harsono, 1997). Hasil dari analisis log sumur dapat digunakan dalam mengetahui kondisi dari lapisan yang mengandung hidrokarbon pada situasi serta kondisi yang sebenarnya.

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi Regional

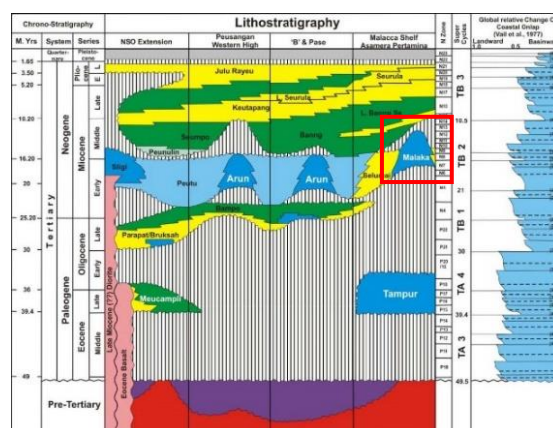
Cekungan Sumatra Utara merupakan cekungan tarik-pisah (*pull-apart basin*) yang terletak di pulau Sumatra bagian utara, meliputi *onshore* dan *offshore* dengan total luas cekungan 60.000 km² (Davies, 1984). Secara fisiografi, Cekungan Sumatra Utara dipisahkan dengan Cekungan Sumatra Tengah oleh Lengkung Asahan dengan batasan pada bagian timur oleh Paparan Malaka, pada bagian barat daya oleh Pegunungan Bukit Barisan, pada bagian selatan oleh Lengkung Asahan, dan pada bagian utara membuka ke arah Laut Andaman dan akhirnya dibatasi oleh Punggungan Mergui (Sosromihardjo, 1988).

Tektonik Regional

Sebagian besar struktur lipatan Cekungan Sumatra Utara berarah utara (N) – selatan (S) dan barat laut (NW) – tenggara (SE), yang sejajar dengan tepi Pegunungan Barisan. Pembentukan Cekungan Sumatra Utara dimulai pada Eosen akhir. Dimulai ketika Lempeng Samudra Hindia mulai bertumbukan dengan Lempeng Benua Eurasia. Tumbukan ini menghasilkan dua sesar utama yaitu Sesar Sumatra dan Sesar Malaka yang merupakan sesar mendatar dekstral. Aktivitas dari kedua sesar tersebut membentuk *horst* dan *graben* pada Cekungan Sumatra Utara. Pada saat ini juga terjadi transgresi regional (Darman dan Sidi, 2000). *Horst* dan *graben* ini merupakan *pull-apart basin* dengan arah orientasi utara (N) – selatan (S). Struktur *horst* dan *graben* ini mengubah morfologi dan sedimentasi pada Pulau Sumatra, dari bentuk yang awalnya dataran berubah menjadi pegunungan dengan dalaman-dalaman yang terisolasi.

Stratigrafi Regional

Menurut Anderson B. (1993) stratigrafi regional Cekungan Sumatra Utara (**Gambar 1**) dari yang paling tua hingga muda terdiri dari: 1) *Basement* Pra-Tersier, 2) Formasi Tampur dan Meucampali, 3) Formasi Parapat, 4) Formasi Bampo, 5) Formasi Peutu, Arun, Belumai, dan Malacca, 6) Formasi Baong, 7) Formasi Keutapang, 8) Formasi Seurula, dan 9) Formasi Julu Rayeu.



Gambar 1 Stratigrafi Cekungan Sumatra Utara (Anderson B., 1993)

Petroleum System Cekungan Sumatra Utara

Pada Cekungan Sumatra Utara, *source rock* berasal dari serpih Formasi Bampo dan serpih Formasi Baong Bawah. Serpih Formasi Bampo telah mencapai tahap cukup matang untuk menghasilkan dan memigrasikan minyak bumi. Formasi yang berpotensi sebagai *reservoir rock* adalah batupasir Formasi Belumai, batupasir Formasi Baong, serta *reef miosen awal* yaitu Formasi Malacca yang merupakan fokus dari penelitian ini. Hidrokarbon bermigrasi dari serpih Formasi Bampo menuju reservoir batupasir Formasi Belumai, dimana terdapat *reef antiklin* yang terbentuk diantara *transensional fault* yang merupakan *trap* dari reservoir batugamping terumbu (*reefal*) pada daerah ini. Pada level reservoir Formasi Belumai, *seal rock* berupa serpih dari Formasi Baong Bawah, sedangkan pada level reservoir batupasir Formasi Baong *seal rock* berupa serpih dari Formasi Baong bagian atas.

METODE PENELITIAN

Tahap penelitian yang dilaksanakan, meliputi:

1. Tahap persiapan.

Penelitian ini diawali oleh studi literatur dan persiapan *software* yang digunakan pada penelitian yaitu Interactive Petrophysics dan Petrel.

2. Tahap pengumpulan dan inventarisasi data.



Gambar 2 Lokasi Lapangan Langsa (Xstate Resource, 2013)

Fokus penelitian ini merupakan reservoir karbonat Formasi Malacca, Cekungan Sumatra Utara pada Lapangan Langsa yang berada di

laut lepas (*offshore*) Provinsi Aceh pada Selat Malacca (**Gambar 2**). Data yang digunakan meliputi 5 data log sumur, data *core*, dan data *ditch cutting*.

3. Tahap pengolahan dan analisis data

Secara garis besar tahap ini meliputi pengolahan data *wireline log*, analisis litofasies, analisis elektrofases, analisis lingkungan pengendapan, analisis petrofisika, penentuan *Cut Off* dan Lumping.

HASIL PEMBAHASAN

Analisis Litofasies dan Elektrofases

Penentuan fasies didasarkan pada data *ditch cutting* dan data batuan inti (*core*). Selanjutnya dilaksanakan analisis elektrofases berdasarkan model elektrofases Kendall (2003) dalam mendukung dalam penentuan fasies. Analisis ini dilaksanakan pada sumur sumur H1, H3, L1, dan L2 yang memiliki data *petrographic analysis ditch cutting* dan data batuan inti (*core*).

1. Sumur H1

Fasies Wacke-Packstone (MD 5120 – 5259 ft) pada sumur H1 memiliki ciri-ciri dan karakteristik litologi yaitu batugamping, berwarna coklat terang, keras, *dense crystalline, calcitic, slightly argillaceous, slight carbonaceous, slightly fossil, slight vuggy*. Terdapat kelimpahan *red algae* dan *coral* pada fasies ini.

Pada bagian bawah Formasi Malacca sumur H1 terdapat pola *cylindrical* dengan pola pertumbuhan *keep up*. Pada fase ini pertumbuhan karbonat selaras dengan kenaikan muka air laut secara vertikal. Di atas pola *cylindrical* terdapat pola *bell* dan *funnel* yang berulang hingga bagian atas sumur.

Pola *bell* dengan pola pertumbuhan *give up*, menunjukkan bahwa pertumbuhan karbonat terlambat dan tidak mampu mengimbangi laju kenaikan muka air laut.

Pada pola *funnel* dengan pola pertumbuhan *catch up*, menunjukkan bahwa ketika laju kenaikan muka air laut lambat menyebabkan laju pertumbuhan karbonat lebih besar. Pola yang berulang pada sumur ini menunjukkan

energi pengendapan yang berubah-ubah akibat dari perubahan muka air laut yang mencirikan lingkungan *lagoon*.

2. Sumur H3

Fasies *wacke-packstone* (MD 5152 – 5257 ft) pada sumur H3 memiliki ciri-ciri dan karakteristik litologi yaitu batugamping, mengandung dolomit, berwarna putih keabu-abuan, *micro crystalline-very fine crystalline*, *hard-indurated*, *fracture*, beberapa terdapat *trace sucrosic*, beberapa terdapat struktur *styolitic*, dan terdapat material *clay* dan *silt* sebagai matriks. Pada MD 5170 – 5260 ft *skeletal grain* yang dominan berupa foraminifera, serta pada MD 5190 – 5230 ft terdiri dari *coral*, *algae*, dan foraminifera *planktonic*.

Pada bagian bawah Formasi Malacca sumur H3 terdapat pola *cylindrical* dengan pola pertumbuhan *keep up*. Diatas pola *cylindrical* terdapat pola *bell* dengan pola pertumbuhan *give up*, yang diikuti oleh pola *funnel* diatasnya dengan pola pertumbuhan *catch up*.

3. Sumur L1

Pada Sumur L1 berkembang 2 fasies yaitu Fasies *Crystalline Limestone* dan Fasies *Packstone*. Fasies *crystalline limestone* (MD 5378 – 5610 ft) berada pada bagian atas sumur, yang memiliki ciri-ciri dan karakteristik litologi batugamping, berwarna putih - abu abu gelap, *micro crystalline*, *hard-very hard*, *brittle*, dan *fracture*.

Fasies *packstone* (5610 – 6048 ft) memiliki ciri-ciri dan karakteristik litologi yaitu batugamping, mengandung dolomit, berwarna abu-abu terang, sangat keras, *vuggy*. Fasies ini memiliki *skeletal grain* berukuran *fine-medium*, dengan *poor sorting coefficients*. Pada MD 5770 – 5970 ft muncul *coral fragment* dalam jumlah yang signifikan.

Pada keseluruhan Formasi Malacca Sumur L1 terdapat pola *cylindrical* dengan pola pertumbuhan *keep up*. Pada fase ini pertumbuhan karbonat selaras dengan kenaikan muka air laut. Karbonat terus tumbuh mengikuti proses kenaikan muka air laut secara vertikal, yang membuat terbentuknya endapan batuan karbonat yang tebal pada fase ini.

4. Sumur L2

Pada Sumur L2 berkembang 2 fasies yaitu Fasies *Crystalline Limestone* dan Fasies *Packstone*. Fasies *Crystalline Limestone* (MD 5620 – 5765 ft) berada pada bagian atas sumur, yang memiliki ciri-ciri dan karakteristik litologi yaitu batugamping, mengandung dolomit, berwarna abu-abu kecokelatan, kompak, keras, *well-cemented*, *vuggy*, terdapat *crystalline veins* dan *fracture*.

Fasies *Packstone* memiliki ciri-ciri dan karakteristik litologi yaitu batugamping, mengandung dolomit, berwarna abu-abu gelap, keras, terdapat fosil foraminifera *benthic* dan mineral *coral*, *styolite*, *highly cemented*, *vuggy*, terdapat struktur *biomoldic occurred but isolated*, dan *fracture*. Terdapat *skeletal fragment* berupa foraminifera *benthic*, serta *coral fragment* dan *planktonic foraminifera*.

Pada keseluruhan Formasi Malacca Sumur L2 terdapat pola *cylindrical* dengan pola pertumbuhan *keep up*.

Fasies *wacke-packstone* pada Formasi Malacca dikelompokkan pada lingkungan pengendapan *back-reef lagoon* sedangkan Fasies *crystalline limestone* dan fasies *packstone* dikelompokkan pada lingkungan pengendapan *reef core* (Pomar, L., 2004).

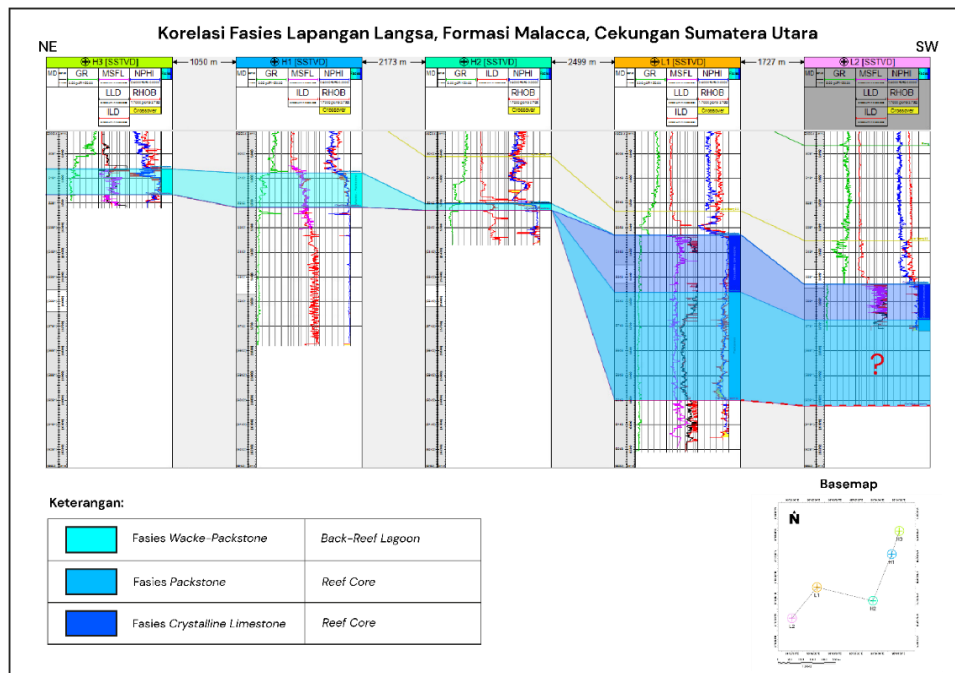
Korelasi Fasies

Korelasi fasies dilaksanakan dengan arah relatif Timur Laut (NE) - Barat Daya (SW) mengikuti pola persebaran sumur.

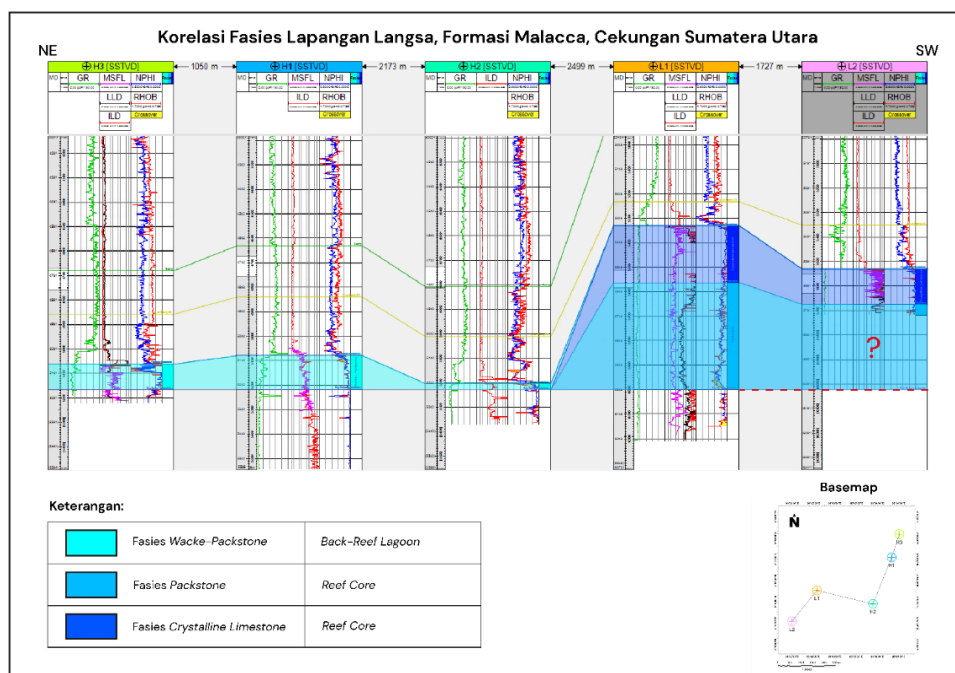
Dari hasil korelasi fasies (**Gambar 3**), penyebaran Fasies *Wacke-Packstone* Sumur H3, H1, dan H2 dengan lingkungan *back-reef lagoon* berada pada perairan yang lebih dangkal. Semakin ke arah tenggara (NE), persebaran dari fasies yang ada semakin mendekati daerah garis pantai (*shoreline*), sedangkan ke arah barat daya (SW) menuju Fasies *Crystalline Limestone* dan Fasies *Packstone* Sumur L1 dan L2 terjadi perubahan kedalaman yang signifikan yang menunjukkan bahwa fasies tersebut berada pada zona *reefal* yang lebih dalam ke arah *open shelf*.

Sedangkan pada korelasi fasies dengan *flattening* pada *base* Formasi Malacca (**Gambar 4**) dalam menganalisis pertumbuhan karbonat, didapatkan bahwa Fasies *Wacke-Packstone* Sumur H3, H1, dan H2 memiliki ketebalan lapisan yang tipis akibat dari pertumbuhan karbonat yang lebih terbatas pada lingkungan *back-reef lagoon* karena adanya

pengaruh dari perubahan muka air laut. Sementara itu Fasies *Crystalline Limestone* dan Fasies *Packstone* Sumur L1 dan L2 mengalami pertumbuhan karbonat yang relatif lebih stabil dengan kenaikan muka air laut pada lingkungan *reef core* sehingga menghasilkan lapisan yang lebih tebal.



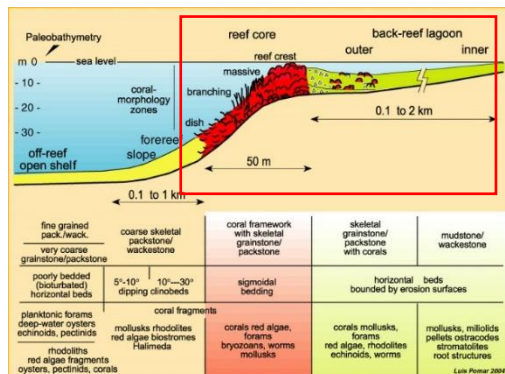
Gambar 3 Korelasi Fasies pada Formasi Malacca



Gambar 4 Korelasi Fasies pada Formasi Malacca dengan *flattening* pada *base* Formasi Malacca

Lingkungan Pengendapan

Berdasarkan hasil analisis litofasies, analisis elektrofases serta model terumbu karbonat dan asosiasi fasies Pomar, L., (2004), maka lingkungan pengendapan pada Lapangan Langsa, Formasi Malacca, Cekungan Sumatra Utara diinterpretasikan berada pada lingkungan *back reef lagoon – reef core*.



Gambar 5 Lingkungan Pengendapan Formasi Malacca berdasarkan Asosiasi Fasies (Pomar, L., 2004)

Analisis Petrofisika

Perhitungan petrofisika pada penelitian ini meliputi perhitungan *volume shale* (V_{sh}), porositas efektif (PHIE), dan saturasi air (S_w) pada tiap sumur.

Volume Shale (V_{sh})

Metode linear merupakan metode yang ideal pada perhitungan *volume shale* pada formasi yang didominasi oleh batugamping (*clean carbonate*). Sehingga dalam penelitian ini menggunakan metode linear dalam perhitungan *volume shale*. Hasil perhitungan *volume shale* dengan menggunakan metode linear dapat dilihat pada **Tabel 1**.

Tabel 1 Hasil Perhitungan *Volume Shale*

Sumur	V_{shale}
H1	35,54%
H2	21,25%
H3	23,19%
L1	38,39%
L2	48,92%

Porositas Efektif (PHIE)

Perhitungan porositas efektif pada penelitian ini menggunakan metode *Neutron-Density*. Untuk memvalidasi porositas, hasil dari perhitungan porositas melalui analisis petrofisika dibandingkan dengan data porositas *core*. Data porositas *core* yang tersedia terdapat pada sumur H1 dan L1. Didapatkan bahwa perhitungan porositas yang dilaksanakan *valid* dengan data porositas *core*. Hasil perhitungan porositas efektif (PHIE) dapat dilihat pada **Tabel 2**.

Tabel 2 Hasil Perhitungan Porositas Efektif (PHIE)

Sumur	PHIE	Klasifikasi (Koesmadinata, 1978)
H1	7,07%	<i>poor</i>
H2	2,77%	<i>negligilbe</i>
H3	7,53%	<i>poor</i>
L1	6,27%	<i>poor</i>
L2	0,94%	<i>negligilbe</i>

Saturasi Air (S_w)

Pada penelitian ini, perhitungan saturasi air dilakukan dengan menggunakan metode Archie, karena metode ini bekerja paling baik serta ideal pada reservoir karbonat, dengan parameter nilai $m = 2$, $n = 2$, dan $a = 1$ yang merupakan variabel dari batuan karbonat. Pada perhitungan saturasi air diperlukan nilai resistivitas air (R_w) yang didapatkan dengan metode *pickett plot* pada *crossplot* antara log *resistivity* dan porositas efektif (PHIE). Analisis *water bearing zone* (lapisan pembawa air) dilaksanakan terlebih dahulu pada formasi yang dijadikan objek penelitian. *Water bearing zone* merupakan batas dari nilai saturasi air pada batuan reservoir ($S_w = 1$). Setelah mendapatkan nilai resistivitas air (R_w), selanjutnya yaitu melaksanakan perhitungan saturasi air (S_w) dengan Metode Archie. Hasil perhitungan Saturasi Air (S_w) dapat dilihat pada **Tabel 3**.

Tabel 3 Hasil Perhitungan Saturasi Air (S_w)

Sumur	Saturasi Air (S_w)
H1	74,98%
H2	64,26%
H3	59,56%
L1	40,41%
L2	49,23%

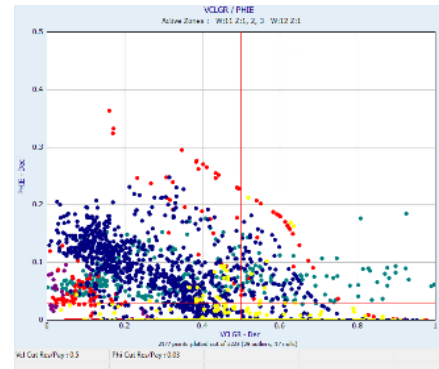
Cut Off & Lumping

Penentuan nilai *cut off* berfungsi dalam menentukan batasan area hidrokarbon yang dapat diproduksi atau berpotensi pada suatu formasi reservoir. Parameter yang digunakan dalam penentuan nilai *cut off* meliputi *volume shale* (V_{sh}), porositas efektif (PHIE), dan saturasi air (S_w).

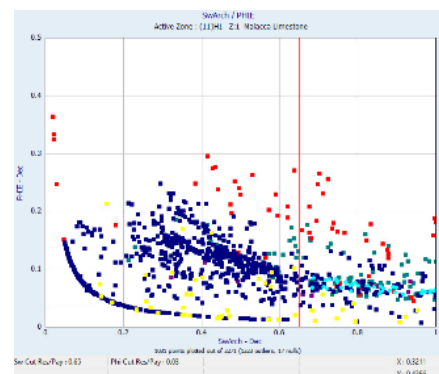
Nilai *cut off* dari V_{sh} didapatkan dari *crossplot* antara V_{sh} dengan PHIE. Batas nilai *cut off* V_{sh} ditentukan *trend* sebaran data V_{sh} tiap sumur serta membandingkan V_{sh} tiap sumur, untuk menghilangkan *shaly interval*. Sehingga didapatkan nilai *cut-off* V_{sh} sebesar $\leq 0,5$ (**Gambar 6**).

Nilai *cut off* S_w dan PHIE didapatkan dari *crossplot* antara S_w dengan PHIE. Batas nilai *cut off* PHIE ditentukan dari sebaran data PHIE yang diambil pada batas rata-rata nilai PHIE terkecil dari keseluruhan sumur, sehingga interval *low porosity* tidak diambil. Sehingga didapatkan *cut-off* PHIE sebesar $\geq 0,03$. Batas nilai *cut off* S_w ditentukan berdasarkan data *Drill Stem Test* (DST) pada batas lapisan yang

mengalirkan air. Sehingga didapatkan *cut-off* S_w sebesar $\leq 0,65$ (**Gambar 7**).



Gambar 6 Cut Off Volume Shale (V_{sh})



Gambar 7 Cut Off Porositas Efektif (PHIE), dan Saturasi Air (S_w)

Lumping dilaksanakan untuk mengetahui ketebalan suatu reservoir serta sebagai penentu zona yang mengandung hidrokarbon yang berpotensi memiliki nilai produktif. Dari hasil lumping didapatkan *Reservoir Summary* dan *Pay Summary* dari tiap sumur (**Tabel 4**).

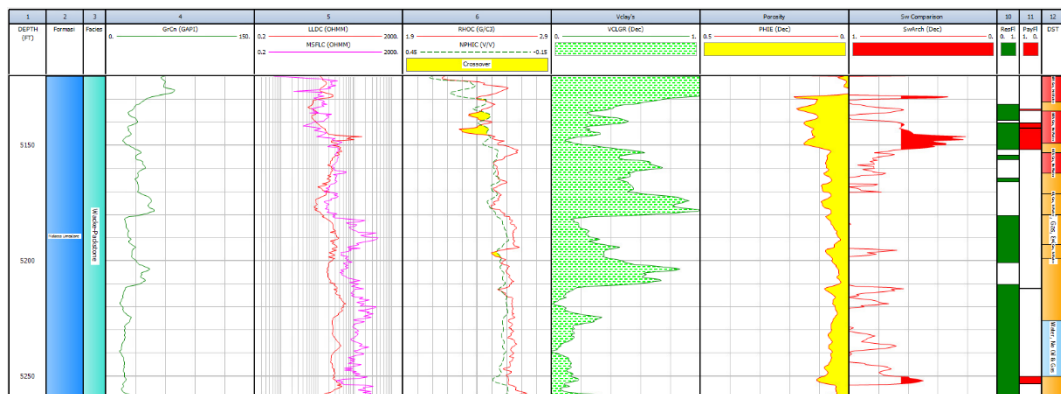
Tabel 4 Hasil Lumping pada tiap Sumur

Well	Formation	Top (ft)	Bottom (ft)	Gross (ft)	Reservoir Summary		Pay Summary				
					Net Reservoir (ft)	Net/Gross	Net Pay (ft)	Net/Gross	Av Phi	Av Sw	Av Vcl
H1	Malacca	5120	5259	139	91,25	0,656	15	0,108	12,3%	50,0%	23,5%
H2		5245	5271	26	8,25	0,317	2	0,077	9,7%	43,3%	8,0%
H3		5152	5257	105	53,25	0,507	14	0,133	21,7%	36,0%	31,5%
L1		5378	6048	670	354,5	0,529	296,5	0,443	11,4%	33,9%	20,7%
L2		5620	5804	192	20,5	0,107	7	0,036	6,8%	37,9%	40,0%

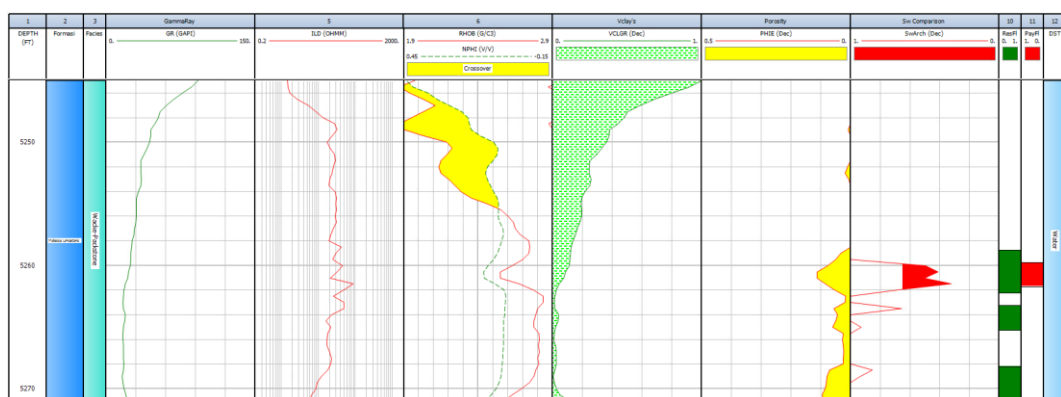
Reservoir Lapangan Langsa

Reservoir dengan potensi terbaik untuk di produksi pada Lapangan Langsa, Formasi Malacca terdapat pada Sumur L1 dengan nilai *net pay* 296,5 ft dan *net/gross* 0,443 (**Gambar 11**). Zona dengan potensi hidrokarbon tersebut, paling tebal berada pada Fasies *Packstone*. Hal ini disebabkan oleh butiran yang lebih dominan dibandingkan *mud* pada fasies ini, sehingga memberikan lebih banyak ruang pori yang dapat meningkatkan porositas pada batuan, sehingga fasies sangat baik menjadi reservoir. Pada Fasies *Crystalline Limestone* Sumur L1 (**Gambar 11**) dan L2 (**Gambar 12**) memiliki

zona *net pay* yang tipis karena karakteristiknya yang termasuk pada *tight carbonate* akibat dari struktur kristal mengisi ruang dalam batuan sehingga meningkatkan kerapatan dan mengurangi porositas batuan. Serta pada Fasies *Wacke-Packstone* Sumur H1 (**Gambar 8**), H2 (**Gambar 9**), dan H3 (**Gambar 10**) juga memiliki zona *net pay* yang tipis akibat dari kandungan *mud* yang tinggi, sehingga mempengaruhi ruang pori akibat dari partikel *mud* dapat mengisi celah pada ruang pori batuan.

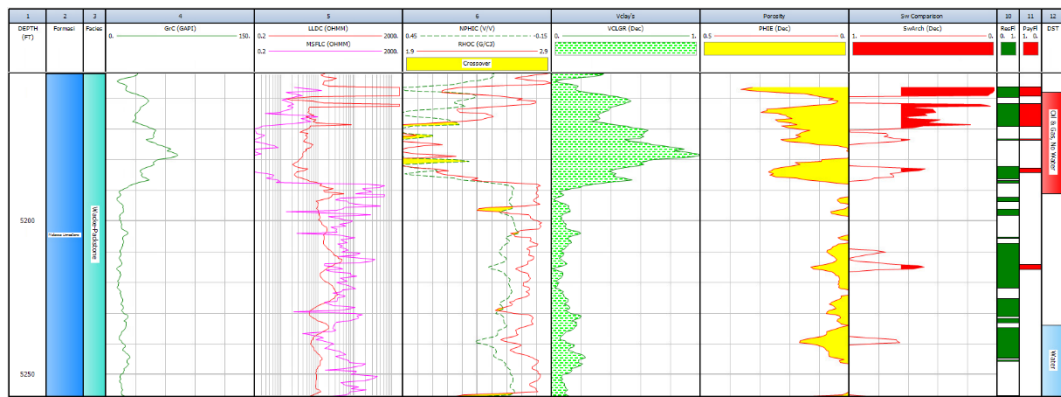


Gambar 8 Hasil Analisis Petrofisika Sumur H1

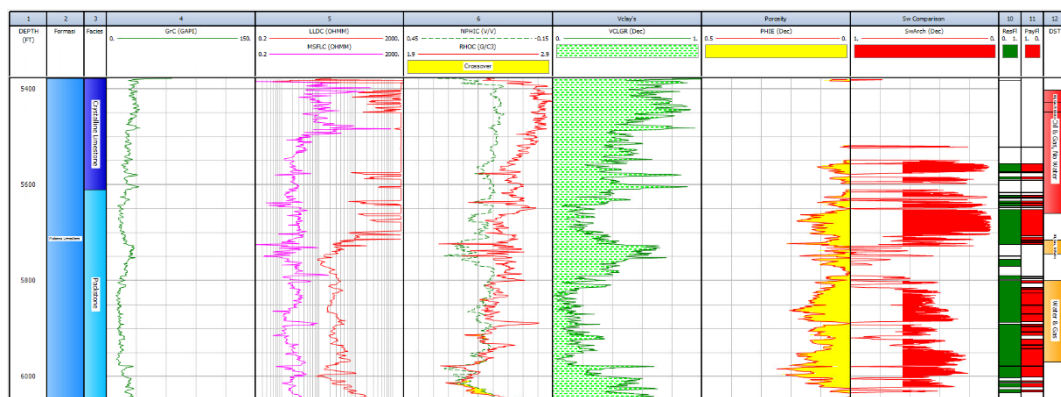


Gambar 9 Hasil Analisis Petrofisika Sumur H2

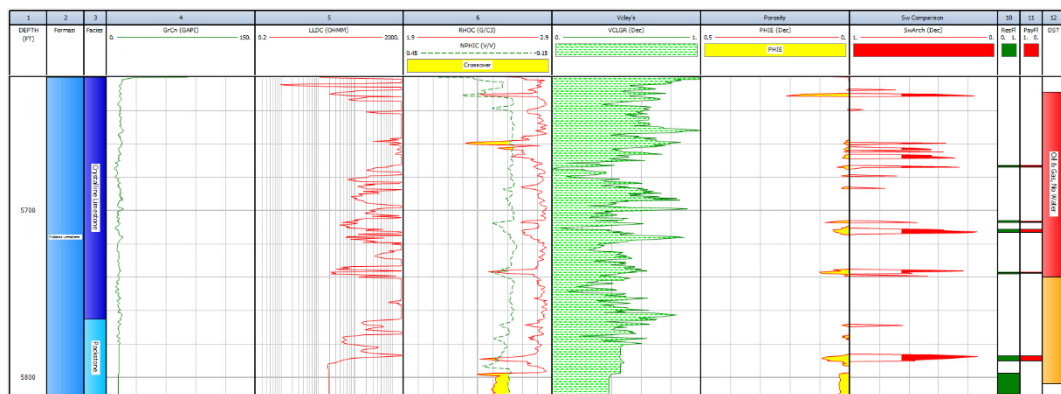
KARAKTERISTIK RESERVOIR KARBONAT BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA PADA LAPANGAN LANGSA FORMASI MALACCA CEKUNGAN SUMATRA UTARA OFFSHORE (Aditya).



Gambar 10 Hasil Analisis Petrofisika Sumur H3



Gambar 11 Hasil Analisis Petrofisika Sumur L1



Gambar 12 Hasil Analisis Petrofisika Sumur L2

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis dan pengolahan data data yang dilakukan pada Lapangan Langsa, maka dapat disimpulkan bahwa:

1. Litofasies yang berkembang pada Lapangan Langsa, Formasi Malacca yaitu Fasies *Wacke-Packstone*, Fasies *Crystalline Limestone* dan Fasies *Packstone*.
2. Elektrofases berdasarkan pola *log gamma ray* yang terdapat pada Lapangan Langsa, Formasi Malacca yaitu *cylindrical*, *bell*, dan *funnel*.
3. Berdasarkan analisis litofasies dan elektrofases, lingkungan pengendapan pada Lapangan Langsa, Formasi Malacca berada pada lingkungan *back reef lagoon – reef core*.
4. Kandidat reservoir dengan potensi terbaik untuk diproduksi pada Lapangan Langsa Formasi Malacca berada pada Sumur L1 dengan nilai *net pay* 296,5 ft yang memiliki nilai PHIE 11,4% dengan nilai Sw yang rendah 33,9%. Zona dengan potensi hidrokarbon pada Sumur L1 berada pada Fasies *Crystalline Limestone* dan Fasies *Packstone*, dimana Fasies *Packstone* memiliki zona potensi hidrokarbon yang lebih tebal.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis sangat berterimakasih kepada seluruh pihak yang telah membantu dalam penelitian ini, khususnya kepada PT Pertamina Hulu Rokan Zona 1 yang telah mengizinkan penggunaan data dalam penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Archie, G. E. 1950. *Introduction to petrophysics of reservoir rocks*. AAPG Bulletin, Vol. 34: 943-961.
- Anderson, B.L., Bon, J. and Wahono, H.E., 1993. *Reassessment of the Miocene stratigraphy, paleogeography and petroleum geochemistry of the Langsa block in the offshore North Sumatra Basin*.

- Proceedings 22 Petroleum Association, p. 169-189. nd Annual Convention, Indonesian.
- Darman, H. dan Sidi, H.F. 2000. *An Outline of The Geology of Indonesia*. Jakarta: Ikatan Ahli Geologi Indonesia Vol. 20.
- Davies, P.R., 1984. *Tertiary structural evolution and related hydrocarbon occurrences, North Sumatra Basin*. Proceedings 13th Indonesian Petroleum Association Annual Convention, 13 (1), 19-49. Indonesian Petroleum Association, Jakarta, Indonesia.
- Kendall. 2003. *Carbonate and Relatives Change in Sea Level*. Mar. Geol. 44.
- Kjellgren, G., & Sugiharto, H. (1989). *Oil Geochemistry: A Clue to The Hydrocarbon History and Prospectivity of The Southeastern North Sumatra Basin, Indonesia*. PT Pertamina EP Asset 1, Indonesia
- Koesoemadinata, R. P., 1978. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Jilid 1 Edisi kedua, ITB, Bandung.
- Pertamina BPPKA, ed., 1996, *Petroleum geology of Indonesian*.
- Pomar, L., Brandano, M., dan Westphal, H., 2004, *Environmental factors influencing skeletal grain sediment associations: A critical review of Miocene examples from the western Mediterranean*: *Sedimentology*, v. 51, p. 627–651
- Ryacu, R. and Sjahbuddin, E., 1994. *Tampur Formation, the forgotten objective in the North Sumatra Basin*. Proceedings 23rd Annual Convention, Indonesian Petroleum Association Annual Convention, p. 161-180.
- Sosromihardjo, S. P. C. 1988. *Structural analysis of the North Sumatra Basin-with emphasis on Synthetic Aperture Radar data*. Indonesian Petroleum Association, Proceedings of the 17th Annual Convention, Jakarta. 1, 187–210.
- Xstate Resource. 2013. *Acquisition of Producing Oil Field, Langsa Technical Assistance Contract (TAC) with Pertamina*.