

Skripsi Geofisika

**“KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN ANALISA
PETROFISIKA DAN HASIL PENGOLAHAN DATA SEISMIK UNTUK
PERHITUNGAN *ORIGINAL OIL IN PLACE* (OOIP) PADA LAPANGAN A
CEKUNGAN BARITO KALIMANTAN SELATAN”**



**A. ARMANSYAH
H22114008**

**PROGRAM STUDI GEOFISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS HASANUDDIN**

MAKASSAR

2018



Skripsi Geofisika

**“KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN ANALISA
PETROFISIKA DAN HASIL PENGOLAHAN DATA SEISMIK UNTUK
PERHITUNGAN *ORIGINAL OIL IN PLACE* (OOIP) PADA LAPANGAN A
CEKUNGAN BARITO KALIMANTAN SELATAN”**

*Skripsi untuk melengkapi tugas tugas dan memenuhi
syarat untuk mencapai gelar sarjana*



A. ARMANSYAH

H22114008

PROGRAM STUDI GEOFISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS HASANUDDIN

MAKASSAR

2018





Optimization Software:
www.balesio.com



Optimization Software:
www.balesio.com

ABSTRAK

Lapangan A terletak di cekungan Barito Kalimantan Selatan yang dikenal sebagai cekungan terbesar di selatan Kalimantan Timur. Wilayah cekungan ini memiliki luas 40.660 km² yang penyebarannya memanjang dari Kalimantan Timur hingga ke Kalimantan Selatan di sekitar wilayah Sungai Barito. Berdasarkan kerangka lithostratigrafi Cekungan Barito, formasi Tanjung yang menjadi reservoir utama lapangan ini memiliki *lithology* berupa lapisan batupasir dengan kandungan lempung sebagai pengotor. Selain itu, hasil test produksi yang telah dilakukan juga menunjukkan bahwa formasi ini telah terbukti memiliki kandungan hidrokarbon berupa minyak. Untuk mengetahui kualitas reservoir serta jumlah kandungan minyak pada zona reservoir tersebut, dapat dilakukan berbagai analisa, diantaranya adalah analisa petrofisika dan hasil pengolahan data seismik. Analisa petrofisika dilakukan pada 2 zona reservoir (X dan Y) di 10 sumur. Hasil analisa ini selanjutnya diikat dengan hasil pengolahan data seismik untuk melihat penyebarannya secara lateral. Berdasarkan hasil kedua analisa tersebut, dapat dilihat bahwa *lithology* pada zona reservoir lapangan A merupakan pasir lempungan yang menghampar di setiap sumur. Sementara itu, diantara 10 sumur yang dianalisa, terdapat 2 sumur yang memiliki cadangan hidrokarbon pada zona X, yaitu sebanyak 3597126.85 STB. Daerah tersebut memiliki porositas serta permeabilitas yang baik, kandungan lempung 40 % serta tingkat saturasi air 53 %. Sedangkan pada zona Y terdapat 1 sumur yang memiliki cadangan hidrokarbon, yaitu sebanyak 4461795.67 STB. Daerah tersebut memiliki porositas serta permeabilitas yang baik, kandungan lempung 20 % serta tingkat saturasi air 55 %. Hasil ini menunjukkan bahwa Lapangan A memiliki potensi sebagai lapangan minyak, terlebih lagi jika didukung dengan pengembangan teknologi untuk mendapatkan gambaran yang lebih baik terkait kualitas reservoir di bawah permukaan.

Kata Kunci: Lapangan A, Petrofisika, Seismik, Cadangan Hidrokarbon.



ABSTRACT

Field A is located in the Barito basin, South Kalimantan that known as the largest basin in the south of East Kalimantan. This basin has an area about 40,660 km² which spread extends from East Kalimantan to South Kalimantan around the Barito River region. Based on the Barito Basin lithostratigraphy framework, the Tanjung formation that known as the main reservoir of this field has sandstone as the lithology with shale as the impurity content. In addition, the results of the production tests that have been conducted also show that this formation has been proven to have hydrocarbon content in the form of oil. To find out the reservoir quality and the amount of oil content in the reservoir zone, various analyzes can be carried out, including petrophysical analysis and the results of seismic data interpretation. Petrophysical analysis was carried out in 2 reservoir zones (X and Y) in 10 wells. The results of this analysis are then tied to the results of interpretation seismic data to see the spread laterally. Based on the results of those analysis, it can be seen that lithology in the A zone of the reservoir zone is shalysand that extends across each well. Meanwhile, among 10 wells analyzed, there are 2 wells that have hydrocarbon reserves in zone X, that is 3597126.85 STB. The area has good porosity and permeability, 40% clay content and 53% water saturation level. Whereas in the Y zone there is 1 well that has hydrocarbon reserves, that is 4461795.67 STB. The area has good porosity and permeability, 20% clay content and 55% water saturation. These results indicate that Field A has the potential as an oil field, especially if it is supported by technology development to get a better study of subsurface reservoir quality.

Keywords: Field A, Petrophysical Analysis, Seismic, Hydrocarbon Reserves.



KATA PENGANTAR

Alhamdulillah *rabbilalamin*, penulis mengucapkan puji syukur kehadiran Allah SWT, karena dengan ridho dan izin-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir dengan judul “**Karakterisasi Reservoir Menggunakan Analisa Petrofisika dan Hasil Pengolahan Data Seismik untuk Perhitungan Original Oil In Place (OOIP) Pada Lapangan A Cekungan Barito Kalimantan Selatan**”. Tugas akhir ini dimaksudkan untuk memenuhi syarat akademik tingkat pendidikan sarjana strata satu, Program Studi Geofisika, Universitas Hasanuddin.

Selama pengerjaan Tugas akhir ini banyak pihak yang terlibat dalam memberikan kontribusi baik secara langsung maupun tidak langsung. Untuk itu dalam kesempatan ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Sabrianto Aswad, S.Si, MT., sebagai pembimbing utama yang telah meluangkan waktunya dengan sabar dalam memberikan pengarahan dan bimbingan dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
2. Ibu Makhrani, S.Si, M.Si., sebagai pembimbing pertama yang dengan ikhlas dan sabar memberikan ilmu dan waktunya.
3. Mas Rifky Tri Putra sebagai pembimbing selama Tugas Akhir di Pertamina EP Asset 5 Balikpapan.
4. Bapak Fransiscus B. Inartio dan Bapak Kusnarya sebagai pembimbing selama Kerja Praktek di Balai Latihan Kerja Petrosains, BSD Tangerang.
5. Bapak Dr. Lantu, M.Eng.Sc.DESS, Bapak Syamsuddin, S.Si, MT, dan Ibu Dra. Maria, M.Si., selaku tim penguji skripsi yang telah memberikan masukan dan perbaikan kepada penulis.
6. Bapak Dr. Muh. Altin Massinasi, MT.Surv selaku ketua Program Studi Geofisika FMIPA Unhas.

Bapak Prof. Dr. Dadang Ahmad S., M.Eng., selaku penasehat akademik penulis.



8. Seluruh dosen pengajar di FMIPA Unhas yang telah memberikan ilmunya kepada penulis.
9. Seluruh staff Fakultas MIPA, Jurusan Fisika, dan Prodi Geofisika Unhas.
10. Seluruh *board Balikpapan Section* utamanya Mba Anggi, Mas Aras, dan Mas Wilsen, terima kasih atas bantuan dan wejangnya mas, mba, baik dalam kaitannya dengan perSPEan maupun yang secara pribadi.
11. Seluruh staff Pertamina EP Asset 5 Balikpapan.
12. Seluruh staff Balai Latihan Kerja Petrosains.
13. Manusia penghuni grup *Line: Adakah??*, *Whatsapp: Power Rangers*, dan *multichat Instagram: Info Loker 2018*. (Reza, Kadri, Dewi, dan Riska). Semoga stok *Sianida* masih tersedia di toko obat terdekat hingga saat yang dibutuhkan tiba.
14. Kawan yang saat ini masih berjuang mengerjakan tugas akhirnya, Tedi Eka Saputra. Terima kasih telah banyak membantu dalam berbagai hal, utamanya dalam hal penginstalan software. Maaf selesai duluan bro, tapi kalau butuh teman untuk menemani dan membantu perjuangan, nomorku masih yang dulu.
15. Teman-teman seperjuangan di Geofisika dan Fisika 2014.
16. Teman-teman seperjuangan di SD 109 Sinjai Selatan, SMPN 1 Sinjai Selatan, dan SMAN 1 Sinjai Selatan.
17. Teman-teman *awardee Pertamina Foundation Scholarship Batch 5* Universitas Hasanuddin.
18. Kakak-kakak, teman-teman, dan adik-adik pengurus *Society of Petroleum Engineers Hasanuddin University Student Chapter*, atas segala kerja cerdas, kerja tuntas, dan kerja samanya selama kepengurusan.
19. Seluruh keluarga besar UKM Keilmuan dan Penalaran Ilmiah Universitas Hasanuddin, atas pengalaman dan pembelajarannya.
20. Seluruh keluarga besar komunitas Sobat Bumi Makassar dan Sobat Bumi Indonesia.



21. Kepada semua pihak yang tidak dapat penulis sebut satu persatu. Terima kasih dan semoga Allah SWT membalas kebaikan semua pihak yang telah membantu

Tugas akhir ini juga tidak mungkin dapat selesai tanpa restu serta do'a dari kedua orang yang paling berperan dalam hidup penulis. Olehnya itu, dengan segala kerendahan hati, secara khusus penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada Ibunda (A. Armaya) dan Ayahanda (A. Muh. Anwar Ishaq) yang telah dan akan selamanya menjadi teladan sekaligus motivasi dalam setiap kehidupan. Juga untuk kedua saudara/i (A. Awalia Anwar dan A. Alamsyah), serta seluruh keluarga besar penulis, terima kasih atas dukungan dan do'a yang terucap dan tidak terucap.

Penulis menyadari bahwa tugas akhir ini masih jauh dari sempurna. Oleh karena itu penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun dari pembaca (email : andiarmansyah308@gmail.com). Akhir kata, penulis berharap agar tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi siapapun. Terima kasih.

“To all my support system. You may say nothing, but I got much thing. Just hope Allah will give you all positive thing as you give it to me.”

“The mind is not a vessel to be filled, but a fire to be kindled”
-Plutarch-

Makassar, Desember 2018

A. Armansyah



DAFTAR ISI

Halaman Sampul	i
Lembar Pengesahan	iii
Lembar Pernyataan	iv
Abstrak	v
Abstract	vi
Kata Pengantar	vii
Daftar Isi	x
Daftar Gambar	xiii
Daftar Tabel	xv
BAB I PENDAHULUAN	
I.1. Latar Belakang	1
I.2. Batasan Masalah	2
I.3. Tujuan Penelitian	3
BAB II TEORI DASAR	
II.1. Geologi Regional	4
II.1.1. Geologi Regional Cekungan Barito	4
II.1.2. Stratigrafi Cekungan Barito	6
II.1.3. Sistem Hidrokarbon Cekungan Barito	9
II.1.3.1. Batuan Induk	9
II.1.3.2. Batuan Reservoir	10
II.1.3.3. <i>Cap Rock</i>	11
II.1.3.4. Migrasi dan Mekanisme Pemerangkapan	11
Jenis-jenis Log	12
. Log <i>Lithology</i>	12
.1. Log <i>Gamma Ray</i>	12



II.2.1.2. Log <i>Spontaneous Potential</i>	15
II.2.2. Log Resistivitas	16
II.2.3. Log Porositas	18
II.2.3.1. Densitas	18
II.2.3.2. Log Neutron	19
II.2.3.3. Log Sonik	20
II.3. Analisa Petrofisika Batuan	21
II.3.1. Tingkat Kandungan Lempung dan Serpih	21
II.3.2. Porositas	22
II.3.3. Resistivitas Air	24
II.3.4. Saturasi Air	27
II.3.5. Permeabilitas	28
II.4. Pemetaan Bawah Permukaan	30
II.5. Perhitungan Cadangan Minyak dan Gas	31

BAB III METODE PENELITIAN

III.1. Lokasi Penelitian	35
III.2. Perangkat dan Data Penelitian	35
III.3. Pengolahan Data	36
III.3.1. Analisa Kualitatif	36
III.3.2. Analisa Kuantitatif	38
III.3.2.1. Evaluasi Kandungan Lempung	38
III.3.2.2. Penentuan Porositas	38
III.3.2.3. Penentuan <i>Lithology</i>	39
III.3.2.4. Penentuan Resistivitas dan Saturasi Air	39
III.3.2.5. Penentuan Permeabilitas	39
III.3.2.6. Penentuan Zona Minyak	40
III.3.3.2. Peta Struktur Kedalaman	41
III.3.3. Peta Ketebalan	41
III.3.4. Perhitungan <i>Original Oil in Place</i> (OOIP)	42



III.4.	Bagan Alir Penelitian	43
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		
IV.1.	Analisa Petrofisika	44
IV.1.1.	Analisa Kualitatif	44
IV.1.1.1.	Penentuan Zona Reservoir	44
IV.1.2.	Analisa Kuantitatif	45
IV.1.2.1.	Evaluasi Kandungan Lempung	45
IV.1.2.2.	Porositas	50
IV.1.2.3.	Resistivitas air dan Saturasi Air	54
IV.1.2.4.	Permeabilitas	57
IV.1.2.5.	<i>Cut-off</i>	60
IV.2.	Analisa Geometri dan Perhitungan OOIP	65
IV.2.1.	Korelasi Sumur	65
IV.2.2.	Analisa Peta Struktur	66
IV.2.2.1.	Peta Ketebalan	68
IV.2.3.	Penentuan OOIP	70
BAB V PENUTUP		
V.1.	Kesimpulan	73
V.2.	Saran	74
DAFTAR PUSTAKA		75
LAMPIRAN		77



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Geologi Regional Pulau Kalimantan (Kusuma dan Darin, 1989)	4
Gambar 2.2	Gambaran Cekungan Barito	5
Gambar 2.3	Tektonostratigrafi regional cekungan Barito	6
Gambar 2.4	Potensi batuan reservoir pada Formasi Tanjung, cekungan Barito, kaitannya dengan tahapan evolusi tektoniknya	10
Gambar 2.5.	Karakteristik Log SP	15
Gambar 2.6.	(a) respon log resistivitas pada water-bearing zone. (b) respon log resistivitas pada hydrocarbon-bearing zone	17
Gambar 2.7	(a) Pengaruh susunan butir terhadap Porositas. (b) Pengaruh ukuran butir terhadap porositas	23
Gambar 3.1	Lokasi Penelitian Lapangan A	35
Gambar 4.1	Zonasi Reservoir sumur A-10	45
Gambar 4.2	Penentuan sand dan shale baseline	46
Gambar 4.3	Perbandingan data core dan hasil perhitungan tingkat kandungan lempung	47
Gambar 4.4	Perbandingan data core dan hasil perhitungan porositas ..	51
Gambar 4.5	<i>Crossplot</i> NPHI / RHOB untuk menentukan densitas dan neutron Lempung	52
Gambar 4.6	<i>Crossplot</i> LLD / PHIE untuk menentukan resistivitas air pada formasi	54
Gambar 4.7	<i>Crossplot</i> LLD / VWCL untuk menentukan resistivitas air pada formasi	55
Gambar 4.8	Perbandingan data core dan hasil perhitungan permeabilitas	58
4.9	<i>Crossplot</i> PHIE / Permeability untuk menentukan nilai cut-off porositas	61



Gambar 4.10 Crossplot PHIE / tingkat kandungan lempung untuk menentukan nilai cut-off tingkat kandungan lempung	62
Gambar 4.11 penerapan nilai cut-off pada zona reservoir sumur A-10..	64
Gambar 4.12 Korelasi Sumur Bagian Atas	65
Gambar 4.13 Korelasi Sumur Bagian Bawah	66
Gambar 4.14 Peta Struktur Kedalaman Reservoir Zona X	67
Gambar 4.15 Peta Struktur Kedalaman Reservoir Zona Y	68
Gambar 4.16 Peta Ketebalan Reservoir Zona X	69
Gambar 4.17 Peta Ketebalan Reservoir Zona Y	69
Gambar 4.18 (a). Peta Oil Water Contact zona X (b) Perbesaran zona Oil Water Contact zona X	70
Gambar 4.19 (a). Peta Oil Water Contact zona Y (b) Perbesaran zona Oil Water Contact zona Y	71



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1.	Nilai Gamma Ray untuk beberapa litologi	14
Table 2.2.	Densitas matriks dari beberapa litologi	18
Table 2.3	Interval transit time untuk berbagai matriks	21
Table 2.4.	Nilai porositas berdasarkan kualitas secara umum	24
Table 2.5.	Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum ...	30
Tabel 4.1	Perbandingan nilai kandungan lempung antara data core dan hasil perhitungan	47
Tabel 4.2	Hasil perhitungan tingkat kandungan lempung pada setiap reservoir di 10 sumur	48
Tabel 4.3	Perbandingan nilai porositas antara data core dan hasil perhitungan	50
Tabel 4.4	Hasil perhitungan porositas pada setiap reservoir di 10 sumur	52
Tabel 4.5	Hasil perhitungan resistivitas dan saturasi air pada setiap reservoir di 10 sumur	56
Tabel 4.6	Perbandingan nilai porositas antara data core dan hasil perhitungan	57
Tabel 4.7	Hasil perhitungan $S_{w\text{irreducible}}$ dan permeabilitas pada setiap reservoir di 10 sumur	59
Tabel 4.8	Parameter <i>cut-off</i> pada setiap zona	63
Tabel 4.9	Hasil <i>Cut-off</i> di setiap zona reservoir pada 10 sumur	64



BAB I

PENDAHULUAN

I.1. Latar Belakang

Penelitian geologi dan geofisika untuk mengetahui struktur suatu lapangan saat ini terus mengalami pengembangan. Melalui penelitian yang baik, akan didapatkan gambaran potensi hidrokarbon yang jelas. Hidrokarbon (minyak dan gas bumi) merupakan sumber energi yang tidak dapat diperbarui. Di Indonesia, penelitian terus dikembangkan untuk mencapai keseimbangan antara konsumsi dan produksi hidrokarbon dalam negeri. Berbagai metode dapat dilakukan untuk melakukan pemetaan potensi hidrokarbon, salah satu diantaranya adalah metode seismik. Melalui analisa seismik, diperoleh gambaran struktur serta geometri bawah permukaan yang merupakan data pendukung untuk melakukan suatu eksplorasi. Selain seismik, juga dilakukan metode *logging* untuk mengetahui gambaran bawah permukaan secara lebih jelas.

Metode *logging* memegang peranan penting dalam suatu eksplorasi hidrokarbon. Hasil metode logging adalah berupa kurva – kurva nilai parameter fisika yang dapat mendeskripsikan kondisi bawah permukaan. Kurva – kurva ini terekam secara kontinyu sesuai dengan kedalaman lapisan. Hasil perekaman berupa kurva-kurva parameter fisika tersebut kemudian dianalisa menggunakan analisa petrofisika.

petrofisika menggunakan pendekatan geologi dan fisika batuan untuk
tahui gambaran kualitas suatu reservoir dengan mengacu pada parameter-



parameter penting yang terdapat pada zona reservoir tersebut. Parameter-parameter yang dimaksud adalah kandungan lempung, porositas, saturasi air, dan permeabilitas. Parameter-parameter tersebut digunakan sebagai acuan untuk menentukan zona yang dianggap memiliki potensi hidrokarbon.

Berbagai parameter-parameter serta ketebalan reservoir yang berpotensi mengandung hidrokarbon selanjutnya digunakan untuk menentukan jumlah kandungan hidrokarbon mula-mula yang terdapat pada reservoir tersebut.

Penelitian ini dilakukan pada lapangan A Cekungan Barito, yang difokuskan pada zona reservoir X dan Y yang menjadi reservoir produksi utama pada lapangan tersebut. Berdasarkan kerangka *lithostratigrafi* Cekungan Barito, formasi Tanjung yang menjadi reservoir utama lapangan A memiliki *lithologi* berupa lapisan batupasir dengan kandungan lempung sebagai pengotor. Selain itu, publikasi Rotinsulu, et al., 1993, serta hasil test produksi yang telah dilakukan menunjukkan bahwa formasi ini telah terbukti memiliki kandungan hidrokarbon berupa minyak. Hal tersebut melatarbelakangi penulis untuk melakukan penelitian terkait kualitas reservoir serta jumlah kandungan minyak mula-mula atau *Initial Oil in Place* pada Lapangan tersebut.

I.2. Batasan Masalah

Batasan masalah pada penelitian ini adalah:

zona reservoir lapangan A cekungan Barito, Kalimantan Selatan.



- 2) Analisa petrofisika dilakukan menggunakan data sumur untuk mengetahui kualitas reservoir berdasarkan parameter-parameter petrofisika batuan.
- 3) Analisa data seismik dilakukan menggunakan peta struktur kedalaman untuk mengetahui geometri lapangan.
- 4) Validasi dalam analisa petrofisika pada zona reservoir adalah menggunakan data analisa batuan inti dan data salinitas.
- 5) Perhitungan *Original Oil in Place* dilakukan pada zona reservoir X dan Y menggunakan metode volumetrik.

I.3. Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah:

- 1) Mengidentifikasi zona reservoir lapangan A cekungan Barito, Kalimantan Selatan berdasarkan data sumur dan peta struktur kedalaman hasil interpretasi data seismik.
- 2) Mengetahui zona prospek hidrokarbon Lapangan A berdasarkan karakter fisik reservoir seperti tingkat kandungan lempung, porositas, saturasi air, dan permeabilitas.
- 3) Menghitung jumlah *Original Oil in Place* pada reservoir X dan Y.



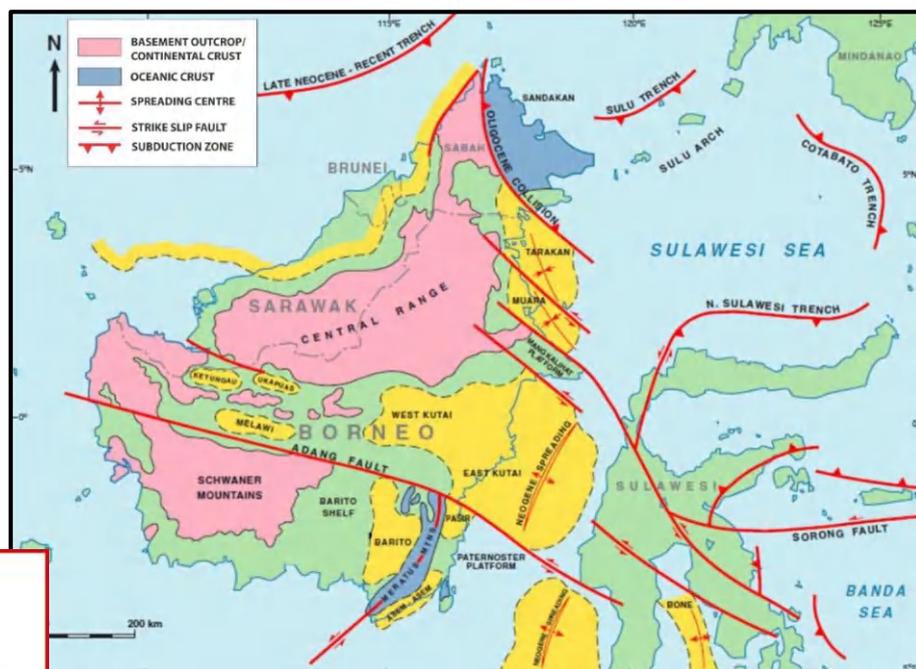
BAB II

TEORI DASAR

II.1. Geologi Regional

II.1.1. Geologi Regional Cekungan Barito

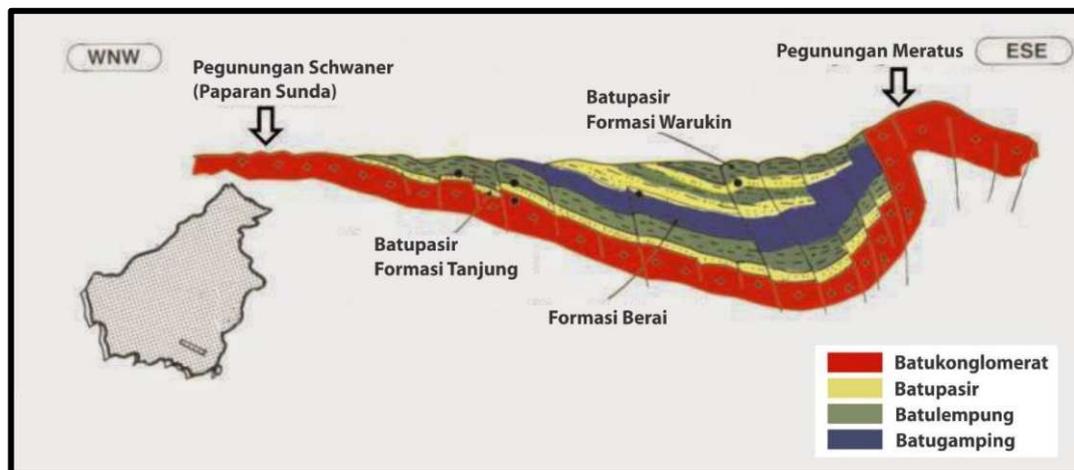
Lapangan A terletak di cekungan Barito Kalimantan Selatan (Gambar 2.1) yang dikenal sebagai cekungan terbesar di selatan Kalimantan Timur. Wilayah cekungan ini memiliki luas 40.660 km². Penyebarannya memanjang dari Kalimantan Timur hingga ke Kalimantan Selatan di sekitar wilayah Sungai Barito. Cekungan Barito merupakan cekungan berumur Tersier. Cekungan ini dibatasi Pegunungan Meratus pada bagian timur, Cekungan Kutai pada bagian utara, Laut Jawa pada bagian selatan, dan Paparan Sunda pada bagian barat (Kusuma dan Nafi, 1986).



Gambar 2.1 Geologi Regional Pulau Kalimantan (Kusuma dan Darin, 1989)



Gambar 2.2 menunjukkan bahwa Cekungan Barito termasuk didalamnya *Meratus Range* dicirikan dengan endapan berumur Paleogen yang terdiri dari batupasir kuarsa, konglomerat, serpih, batulempung, lapisan batubara dan pada bagian atasnya berupa napal dan batugamping yang telah mengalami perlipatan dan pensesaran secara intensif pada akhir zaman Tersier (Kusuma dan Darin, 1989).



Gambar 2.2 Gambaran Cekungan Barito
(<http://geomagz.geologi.esdm.go.id/menyigi-geologi-mencari-migas-indonesia/>)

Tektonik Cekungan Barito merupakan bagian dari konfigurasi tektonik Kalimantan yang terdiri dari gaya regangan pada akhir Kapur – awal Miosen (*fase syn and post-rifting*) dan gaya tekanan pada Plio – Plistosen yang menghasilkan struktur sesar dan lipatan. Struktur yang berkembang dalam pembentukan cekungan Barito ada 2 jenis (Setyana dan Silitonga, 1994):

1. *Tensional*, yaitu berupa struktur tarikan berbentuk *sinistral shear*, dengan arah relatif barat laut- tenggara (NW – SE).

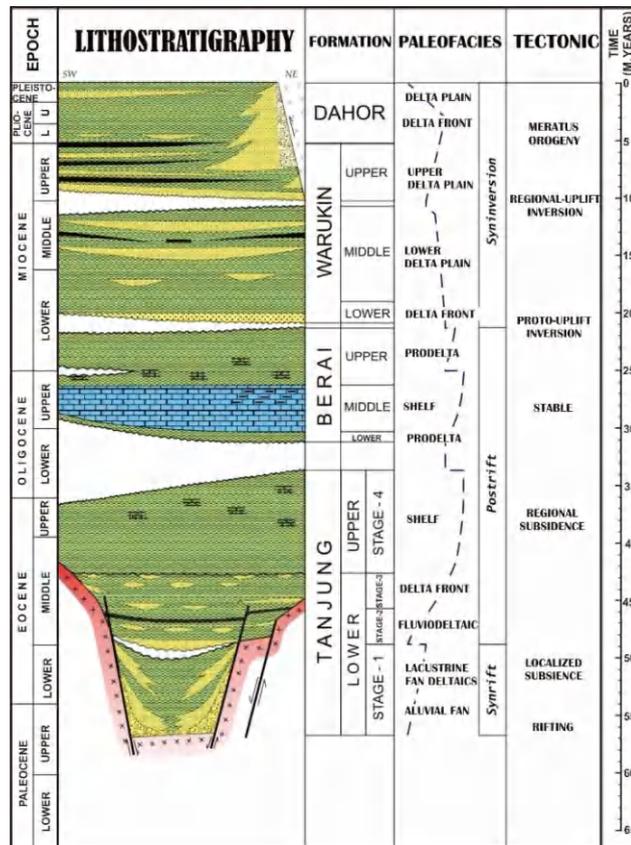
spesional, merupakan konvergen sehingga mengalami *uplift* atau angkatan, dan lalu mengalami reaktifasi dan mengalami *invert* atau



pembalikan struktur yang tua, sehingga menghasilkan pensesaran, dan lipatan.

II.1.2. Stratigrafi Cekungan Barito

Secara umum sedimentasi di Cekungan Barito merupakan suatu daur lengkap sedimentasi yang terdiri dari seri transgresi dan regresi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.3. Fase transgresi terjadi pada kala Eosen – Miosen Awal dan disertai dengan pengendapan Formasi Tanjung dan Berai, sedangkan fase regresi berlangsung pada kala Miosen Tengah hingga Pliosen bersamaan dengan diendapkannya Formasi Warukin dan Dahor (Kusuma dan Nafi, 1986).



bar 2.3 Tektonostratigrafi regional cekungan Barito (Sikumbang dan Heryanto, 1994)



Menurut Sikumbang dan Heryanto (1994), urutan stratigrafi Cekungan Barito dari tua ke muda adalah sebagai berikut:

1) Batuan Alas

Batuan alas ini berumur pra-Tersier. Komposisinya terdiri dari beberapa batuan, yaitu lava andesit, batugamping klastik dan konglomerat polimik.

2) Formasi Tanjung

Formasi Tanjung diendapkan secara tidak selaras di atas batuan pra-Tersier.

Formasi ini dibagi menjadi dua anggota, dari tua ke muda yaitu:

A. Tanjung Bawah, terdiri dari konglomerat, batupasir, batubara sebagai hasil endapan pantai-paralik.

B. Tanjung Atas, terdiri dari batulempung, napal, dan batugamping fosil yang merupakan endapan laut dangkal.

Formasi Tanjung berumur Eosen dan mempunyai ketebalan 1300 m dengan lingkungan pengendapan paralik – delta – laut dangkal. Formasi Tanjung pertama kali ditemukan di kampung Tanjung, penyebarannya meliputi daerah Kambitin, Tanjung, Panaan dan Manunggal di daerah Tanjung Raya.

3) Formasi Berai

Formasi ini terletak selaras di atas Formasi Tanjung. Formasi Berai dibagi menjadi tiga anggota, dari tua ke muda yaitu:

Berai Bawah, merupakan selang-seling batugamping, batulempung dan napal.

Berai Tengah, merupakan batugamping masif.



- C. Berai Atas, merupakan selang-seling serpih, batulanau dan batugamping dengan sisipan tipis batubara.

Formasi Berai berumur Oligosen – Miosen Awal dan mempunyai ketebalan 1250 m dengan lingkungan pengendapannya yaitu laguna dan laut dangkal. Formasi Berai pertama kali ditemukan di Gunung Berai dan penyebarannya meliputi seluruh daerah Cekungan Barito.

4) Formasi Warukin

Formasi Warukin terletak selaras di atas Formasi Berai. Formasi Warukin terdiri dari tiga anggota, dari tua ke muda yaitu:

- A. Warukin Bawah, merupakan selang-seling napal, batugamping, serpih, dan serpih gampingan.
- B. Warukin Tengah, terdiri dari napal, lanau, lempung dan lapisan pasir tipis dengan sisipan batubara.
- C. Warukin Atas, terdiri dari batubara dengan sisipan lempung karbonat dan batupasir.

Formasi Warukin berumur Miosen Awal – Miosen Akhir. Formasi ini mempunyai ketebalan 300 – 500 m dengan lingkungan pengendapan paralik - delta. Formasi Warukin pertama kali ditemukan di desa Warukin, Tanjung Raya Kalimantan Selatan. Penyebaran formasi ini meliputi seluruh Cekungan Barito.

Formasi Dahor

Dahor diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Warukin. Formasi Dahor terdiri dari batupasir kuarsa putih kurang padat, sebagian berupa pasir lepas,



bersisipan lempung, lanau abu-abu, lignit dan limonit. Pada beberapa lokasi ditemukan sisipan kerakal kuarsa, kerakal batuan beku dan batuan metasedimen. Formasi ini diperkirakan berumur Miosen Akhir sampai Pliosen dengan lingkungan pengendapan paralik. Formasi ini mempunyai ketebalan 300 m. Formasi Dahor pertama kali ditemukan di kampung Dahor dan penyebarannya ke arah timur dan barat.

II.1.3. Sistem Hidrokarbon Cekungan Barito

Suksesi stratigrafi Formasi Tanjung yang mengisi Cekungan Barito telah terbukti menghasilkan akumulasi hidrokarbon. Sistem hidrokarbon di Cekungan Barito terbentuk oleh integrasi elemen – elemen pendukungnya, seperti kematangan batuan induk, kualitas batuan reservoir, keefektifan batuan penudung, mekanisme pemerangkapan, dan migrasi. Penelitian elemen – elemen sistem hidrokarbon di Cekungan Barito telah dipublikasikan oleh Rotinsulu, et al., 1993.

II.1.3.1. Batuan Induk

Batuan induk Formasi Tanjung dihasilkan dari pengendapan batuan serpih kaya organik, batulempung, dan batubara pada kondisi lingkungan *shallow lacustrine* atau danau yang bersifat dangkal. Publikasi Rotinsulu, et al., 1993, mengindikasikan kandungan TOC (*Total Organic Carbon*) 0.6 – 5.4 gr/m³, dengan *pyrolysis* (S1+S2) 0.4 – 24.0 mg HC/g batuan pada tipe litologi serpih kaya organik

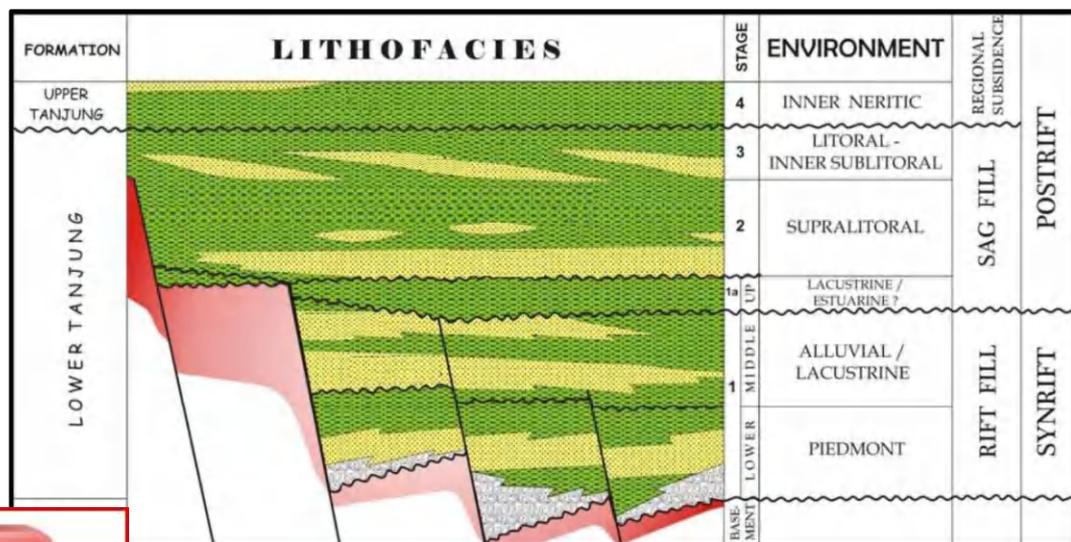
lempung, serta nilai TOC 43.6 – 65.9 gr/m³ dan *pyrolysis* 68.5 – 192.35 mg batuan pada litologi batubara.



II.1.3.2. Batuan Reservoir

Suksesi pengisian sedimen pada Cekungan Barito menghasilkan pengendapan batupasir Formasi Tanjung yang berpotensi sebagai batuan reservoir. Pengendapan fasies batupasir pada fase *syn-rift* umumnya terbatas mengisi terban dan dikenal dengan tahap pengendapan 1, sedangkan tahap pengendapan 2 – 4 berlangsung selama fase *post-rift* dengan penyebaran relatif melampar luas (Gambar 2.4).

Fase *syn-rift* dan *post-rift* merupakan istilah yang menunjukkan periode tektonik yang berkaitan dengan lapisan-lapisan sedimen yang terbentuk di zona *rifting* atau zona yang mengalami peregangan. Sedimen *syn-rift* merupakan sedimen yang terendapkan pada saat *rifting* berlangsung (sesar-sesar normal aktif). Sementara itu, sedimen *post-rift* merupakan sedimen yang terendapkan pada saat sesar-sesar normal yang mengontrol terjadinya *rifting* tidak aktif lagi (Pluijm & Marshak, 2004).



Gambar 2.4 Potensi batuan reservoir pada Formasi Tanjung, cekungan Barito, kaitannya dengan tahapan evolusi tektoniknya (Pertamina, 2016).



II.1.3.3. *Cap Rock*

Cap Rock merupakan batuan yang berfungsi sebagai tudung atau penutup dari batuan reservoir dibawahnya. Fase *post-rift* selama transgresi regional membuat penurunan cekungan setelah pengendapan sedimen dan menghasilkan pengendapan *shallow marine mudstone* di Cekungan Barito. Pelamparan litologi *shallow marine mudstone* yang sangat luas dengan ketebalan mencapai 800 m dan permeabilitas yang sangat ketat membentuk tipe batuan penudung yang efektif menutupi reservoir – reservoir dibawahnya.

II.1.3.4. Migrasi dan Mekanisme Pemerangkapan

Pembalikan struktur menghasilkan bentuk asimetris pada Cekungan Barito. Kemiringan cekungan relatif landai ke arah barat laut menuju Paparan Barito dan mempunyai kemiringan curam ke arah tenggara menuju pengangkatan Meratus. Oleh karena itu, bagian tengah cekungan mengalami penurunan lebih cepat. Kondisi ini menyebabkan batuan induk Tanjung Bawah yang terendapkan di bagian tengah mencapai kedalaman ideal untuk menghasilkan hidrokarbon.

Pengangkatan Meratus berlangsung menerus dari Miosen Akhir hingga Pliosen dan mencapai puncaknya pada Plio-Plistosen. Perangkap struktur yang telah terbentuk pada Miosen Awal kemudian mengalami pembalikan kembali yang menghasilkan zona tinggian. Pengisian hidrokarbon pada suatu perangkap berlangsung melalui

dan sepanjang batupasir permeabel.



II.2. Jenis-jenis Log

Well Logging merupakan suatu metode untuk memperoleh gambaran sifat, ciri, dan berbagai keterangan lain pada batuan dibawah permukaan. Sifat, ciri, dan berbagai keterangan lain tersebut diperoleh melalui pengukuran besaran-besaran fisik batuan dibawah permukaan. Sehingga diagram yang dihasilkan merupakan gambaran hubungan antara kedalaman (*depth*) dengan karakter atau sifat batuan yang ada pada formasi (Harsono, 1997). Terkait fungsi utamanya, jenis-jenis log dapat dikelompokkan menjadi 3 yaitu, log litologi, log resistivitas, dan log porositas.

II.2.1. Log Litologi

Log litologi merupakan jenis-jenis log yang memiliki fungsi utama membedakan litologi dari setiap lapisan dibawah permukaan. Dalam Analisa data log, litologi merupakan sesuatu yang harus diketahui terlebih dahulu (Nuryanto dan Santosa, 2014). Oleh karena itu, diperlukan beberapa jenis log yang dapat membedakan litologi berdasarkan masing-masing parameter yang diukurnya.

II.2.1.1. Log *Gamma Ray*

Log *gamma ray* merupakan log yang mengukur radioaktivitas alami yang terdapat pada suatu lapisan. Unsur-unsur radioaktif alami banyak terdapat pada serpih dan lempung sehingga semakin besar pembacaan log *gamma ray* pada suatu formasi

semakin besar pula kandungan lempung dan serpih pada formasi

Sebaliknya, pada formasi dengan litologi berupa batupasir dan lempung, log *gamma ray* akan menunjukkan pembacaan yang rendah. Hal ini



karena pada umumnya batupasir dan batugamping memiliki unsur radioaktif yang rendah. Unsur-unsur radioaktif yang dimaksud adalah *Thorium* (Th), *Potassium* (K), dan *Uranium* (U) (Asquith & Krygowski, 2004).

Pada kondisi *linear*, indeks *gamma ray* yang terekam pada suatu lapisan akan sama dengan tingkat kandungan lempung pada lapisan tersebut.

$$I_{GR} = V_{cl}$$

Dimana:

I_{GR} = Indeks *gamma ray*

V_{cl} = Kandungan Lempung

Indeks *gamma ray* dapat dihitung menggunakan rumus berikut (Asquith & Krygowski, 2004):

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.1)$$

Dimana:

GR_{log} = Nilai *gamma ray* yang terbaca dari suatu formasi (API)

GR_{min} = Nilai *gamma ray* terkecil (API)

GR_{max} = Nilai *gamma ray* terbesar (API)

Indeks *gamma ray* pada beberapa jenis litologi dapat dilihat pada Tabel 2.1. Pada beberapa lapangan, indeks *gamma ray* suatu lapisan atau formasi tidak selalu *linear* terhadap jumlah kandungan lempung. Pada keadaan tersebut (*nonlinear*)

dan kandungan lempung dapat menggunakan persamaan (Asquith & Krygowski, 2004):



1) Lorionov

Untuk batuan yang lebih muda (tersier):

$$V_{cl} = 0.083(2^{3.7xI_{GR}} - 1) \quad (2.2)$$

Untuk batuan yang lebih tua

$$V_{cl} = 0.33(2^{2xI_{GR}} - 1) \quad (2.3)$$

2) Steiber

$$V_{cl} = \frac{I_{GR}}{3-2xI_{GR}} \quad (2.4)$$

3) Clavier

$$V_{cl} = 1.7 - [3.38 - (I_{GR} - 0.7)^2]^{\frac{1}{2}} \quad (2.5)$$

Tabel 2.1. Nilai Gamma Ray untuk beberapa litologi (wiki.aapg.org)

Litologi	Gamma Ray (API)
Batupasir	30 – 50
Batupasir dengan kandungan lempung atau serpih	50 – 75
Serpih atau lempung dengan kandungan batupasir	75 – 90
Serpih atau lempung	> 90
<i>Anhydrite</i>	< 15
Batubara	Bervariasi
Batugamping	20 – 30

Selain menghitung jumlah kandungan lempung, log Gamma Ray juga digunakan

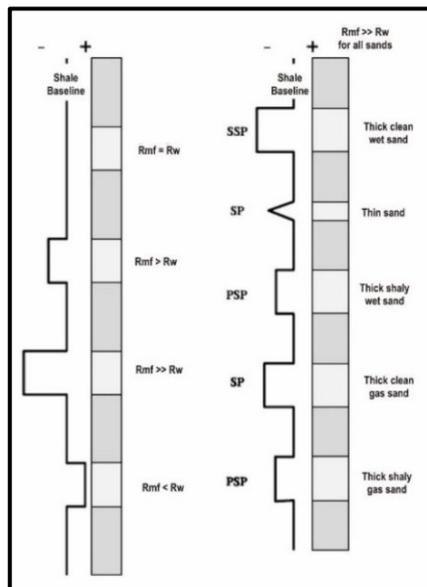
untuk mengidentifikasi batas lapisan, dan korelasi antar sumur.



II.2.1.2. Log *Spontaneous Potential* (SP)

Log SP merekam nilai beda potensial (*millivolt*) yang timbul dari suatu elektroda yang bergerak di dalam lubang bor dan elektroda yang tetap / berada di permukaan. Elektroda ini bergerak melewati berbagai jenis batuan yang berbeda sifat dan kandungan fluidanya. Perbedaan salinitas antara Lumpur dan fluida di dalam batuan menyebabkan terjadinya defleksi negatif dan positif kurva SP yang melewati suatu batuan permeabel (Asquith & Krygowski, 2004).

Pada lapisan serpih, kurva SP umumnya berupa garis lurus yang disebut garis dasar serpih, sedangkan pada formasi permeabel kurva SP akan menyimpang dari garis dasar serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan permeabel yang cukup tebal. Garis ini disebut yaitu garis pasir (Gambar 2.5). Penyimpangan SP dapat ke kiri atau ke kanan tergantung pada tingkat kegaraman formasi dan filtrasi lumpur (Rider, 1996).



Gambar 2.5. Karakteristik Log SP (Asquith & Krygowski, 2004).



II.2.2. Log Resistivitas

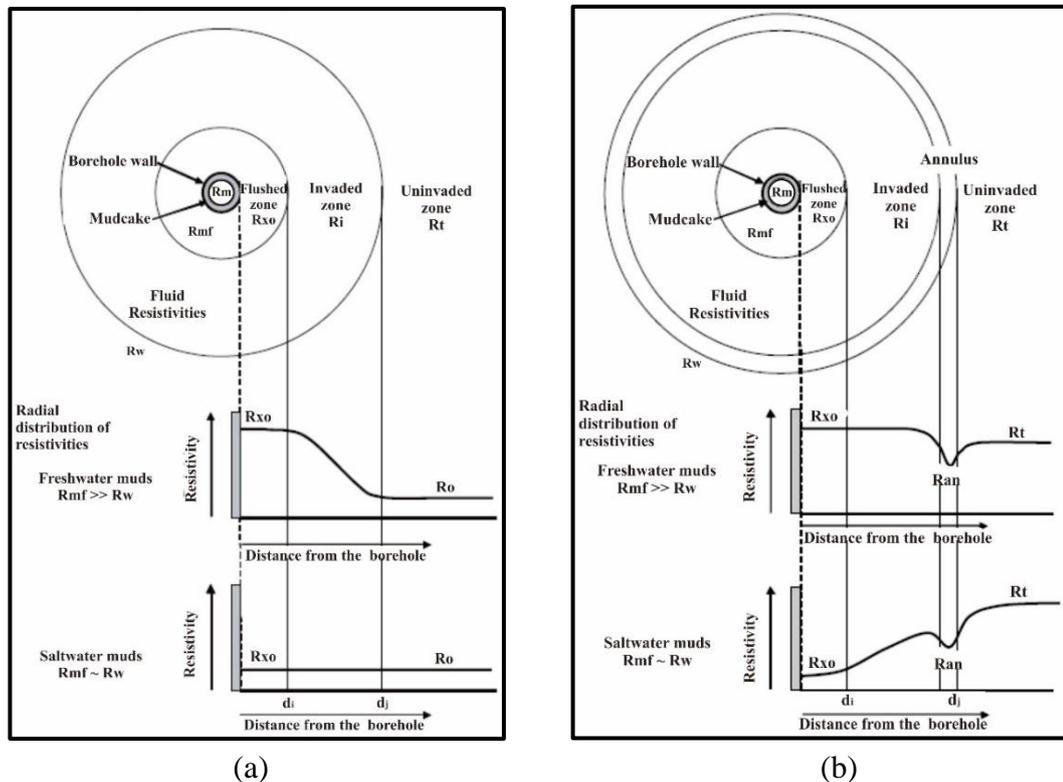
Log resistivitas adalah log yang mengukur resistivitas suatu formasi. Resistivitas formasi dapat diukur menggunakan *induction log* maupun *lateral log*. *Lateral log* didesain untuk menghitung resistivitas suatu formasi dalam lubang bor yang diisi dengan *saltwater muds*, sehingga resistivitas lumpur pemboran atau *mud filtrate* (R_{mf}) \sim resistivitas air dalam formasi (R_w). Contoh log yang termasuk dalam *lateral log* adalah *lateral deep log* (LLD), *lateral shallow log* (LLS), dan *microspherically focused resistivity log* (MSFL). Sementara itu, berbeda dengan *lateral log*, *induction log* menghitung konduktivitas formasi yang merupakan kebalikan dari resistivitas. *Induction log* bekerja dengan baik pada sumur yang mengandung fluida non-konduktif pada lubang bor seperti *oil-based mud*, atau *fresh water mud* (dimana $R_{mf} \sim 3R_w$). Contoh log yang termasuk dalam *induction log* adalah *induction deep log* (ILD), dan *induction medium log* (ILM) (Asquith dan Krygowski, 2004).

Kegunaan log resistivitas secara umum adalah untuk membedakan zona hidrokarbon dan air (*hydrocarbon-water bearing*) seperti yang dapat dilihat pada gambar 2.6. Matriks atau butiran dalam batuan dianggap sebagai *insulator* atau non konduktif (buruk dalam mengalirkan arus listrik), sehingga kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan listrik sangat berhubungan dengan jumlah air (konduktif) dalam pori. Semakin banyak jumlah air yang terdapat dalam pori maka semakin

stivitas yang terhitung. Sebaliknya, semakin banyak jumlah hidrokarbon terdapat dalam pori maka semakin besar resistivitas yang terhitung. Hal ini



dikarenakan hidrokarbon merupakan insulator atau non konduktif seperti halnya matriks dan butiran. (Asquith dan Krygowski, 2004).



Gambar 2.6. (a) respon log resistivitas pada *water-bearing zone*. (b) respon log resistivitas pada *hydrocarbon-bearing zone* (Asquith dan Krygowski, 2004).

Keterangan gambar:

R_w = Resistivitas air (ohm.m)

R_{xo} = Resistivitas pada *flushed zone* (ohm.m)

R_i = Resistivitas zona terinvasi (ohm.m)

R_o = Resistivitas formasi pada zona jenuh 100% air (ohm.m)

R_t = Resistivitas formasi (ohm.m)

R_{mf} = Resistivitas *mud filtrate* (ohm.m)



II.2.3. Log Porositas

II.2.3.1. Densitas

Log densitas merupakan log yang mengukur densitas elektron suatu formasi. Log densitas digunakan untuk menentukan porositas batuan, mengidentifikasi mineral evaporit, zona *gas-bearing*, densitas hidrokarbon, serta mengevaluasi reservoir batupasir lempungan (*shaly sand*) dan litologi yang kompleks. Nilai densitas yang digunakan dalam penentuan porositas berdasarkan log densitas ada 3 yaitu, densitas Bulk dan densitas matriks batuan dan densitas fluida. (Asquith dan Krygowski, 2004).

Penentuan porositas berdasarkan log densitas dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan berikut (Asquith dan Krygowski, 2004):

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (2.6)$$

Dimana:

ϕ_D = Porositas berdasarkan log densitas

ρ_{ma} = Densitas matriks (g/cm^3) (tabel 2.2)

ρ_b = Densitas Bulk (g/cm^3)

ρ_{fl} = Densitas fluida (g/cm^3) (1.1 untuk *salt mud*, 1.0 untuk *fresh mud*, 0.7 untuk gas)

... Densitas matriks dari beberapa litologi (Asquith dan Krygowsky 2004).

Litologi	Densitas (g/cm^3)
ir	2.644



Batugamping	2.710
Dolomit	2.877
Anhydrit	2.960
Salt/garam	2.040

II.2.3.2. Log Neutron

Log neutron merupakan log porositas yang mengukur kandungan ion hidrogen pada suatu formasi. Pada formasi yang bersih dari kandungan serpih (*clean formation*) porositas yang terhitung oleh log neutron adalah jumlah pori yang terisi oleh cairan / *liquid-filled porosity* (Φ_N / NPHI / PHIN). Apabila pori yang ada terisi oleh gas, maka neutron porositas yang terhitung akan lebih kecil. Hal ini terjadi karena gas memiliki jumlah ion hidrogen yang lebih sedikit dibandingkan air maupun minyak. Gejala penurunan nilai porositas neutron ini disebut *gas effect*.

Selain *gas effect*, ada juga *shale effect* yang dapat mempengaruhi nilai porositas neutron. *Shale effect* adalah gejala kenaikan nilai porositas neutron yang terjadi akibat kandungan serpih atau lempung. Hal ini terjadi karena ion hidrogen pada struktur lempung dan air yang terikat dalam lempung ikut terhitung sebagai ion hidrogen seperti dalam pori. *Shale effect* ini bisa dikurangi dengan cara mengkoreksi log neutron yang terbaca terhadap jumlah serpih yang ada (Asquith dan Krygowski, 2004). Hal ini dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan

berikut:

$$\Phi_{Ncorr} = \Phi_N - (\Phi_{Nclay} \times V_{cl}) \quad (2.7)$$



Dimana:

ϕ_N = Porositas berdasarkan log neutron

ϕ_{Ncorr} = Porositas setelah dikoreksi terhadap lempung

ϕ_{Nclay} = Porositas lempung berdasarkan log neutron

V_{cl} = Kandungan lempung

II.2.3.3. Log Sonik

Log sonik merupakan log porositas yang mengukur lamanya waktu (*interval transit time / Δt*) yang diperlukan gelombang untuk menempuh jarak satu kaki dalam suatu formasi dan dinyatakan dalam dinyatakan dalam satuan *microsecond per feet* ($\mu\text{sec}/\text{ft}$) (Schlumberger, 1989).

Berikut ini adalah persamaan untuk menghitung porositas sonik (Asquith dan Krygowski, 2004) :

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad (2.8)$$

Pada formasi dengan kandungan lempung yang besar (*shaly*), perhitungan porositas sonik perlu dilakukan koreksi terhadap lempung yang terdapat pada formasi tersebut. Rumus yang digunakan untuk melakukan koreksi tersebut adalah sebagai berikut (Asquith dan Krygowski, 2004):

$$\phi_{S_{corr}} = \phi_s - V_{cl} \times \left(\frac{\Delta t_{cl} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \right) \quad (2.9)$$



ϕ_s = Porositas berdasarkan log sonik

$\emptyset_{S_{corr}}$ = Porositas setelah dikoreksi terhadap lempung

Δt_{ma} = interval transit time matriks ($\mu sec/ft$) (tabel 2.3)

Δt_{log} = interval transit time formasi yang terbaca pada log ($\mu sec/ft$)

Δt_{cl} = interval transit time lempung ($\mu sec/ft$)

V_{cl} = kandungan lempung

Δt_{fl} = interval transit time fluida ($\mu sec/ft$) (tabel 2.3)

Table 2.3 Interval transit time untuk berbagai matriks (Asquith dan Krygowski, 2004).

Litologi	Δt_{ma} dan Δt_{fluida} ($\mu sec/ft$)
Batupasir	55.5 – 51.0
Batugamping	47.6
Dolomit	43.5
Anhidrit	50
Salt/garam	66.7
Casing (iron)	57
Freshwater	189
Saltwater	185

II.3. Analisa Petrofisika Batuan

II.3.1. Tingkat Kandungan Lempung dan Serpih

Tingkat kandungan lempung dan serpih merepresentasikan seberapa banyak

serpih dan lempung dalam suatu formasi. Besarnya kandungan serpih

lempung dapat menjadi penghambat suatu formasi untuk mengalirkan fluida.



Hal ini karena sifat alaminya yang tidak memiliki permeabilitas yang baik sehingga kurang baik menjadi suatu reservoir (Harsono, 1997).

Lempung adalah komponen umum batuan sedimen. Susunan kimianya terdiri dari aluminosilikat yang biasanya berupa montmorillonite, illite, atau kaolinite tergantung pada lingkungan pengendapannya. Lempung memiliki ukuran partikel yang sangat kecil sekitar 1 hingga 3 tingkatan di bawah butiran pasir. Serpih merupakan campuran dari lempung dan lanau (silica halus) yang diendapkan oleh proses sedimentasi berenergi rendah. Serpih mempunyai porositas yang baik, tetapi memiliki permeabilitas yang buruk atau sama dengan nol (Harsono, 1997).

Kandungan serpih yang tinggi dalam suatu reservoir dapat menghambat produksi karena permeabilitasnya yang sangat rendah. Akan tetapi, pada keadaan dan jumlah tertentu keberadaan serpih dalam reservoir dapat menguntungkan yaitu pada kondisi serpih tersebut menyebar. Hal ini dapat menguntungkan karena serpih akan mengikat air dan mengurangi saturasi air. Pada kondisi tersebut, suatu lapisan yang memiliki saturasi air yang tinggi tetap dapat diproduksi secara ekonomis (Rider, 2002).

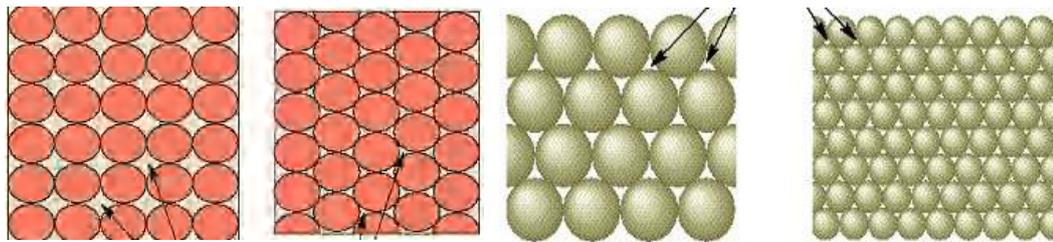
II.3.2. Porositas

Porositas (\emptyset), adalah bagian dari volume total batuan yang berpori. Pada formasi-renggang (*unconsolidated formation*) besarnya porositas tergantung pada distribusi

butiran, bukan pada ukuran butir mutlak. Porositas akan menjadi tinggi 35 – 0.4 % jika semua butirannya mempunyai ukuran yang hampir sama,



dan akan rendah jika ukuran butir bervariasi sehingga butiran yang kecil akan mengisi ruang pori di antara butiran yang lebih besar seperti pada gambar 2.7 (Harsono, 1997).



(a) (b)
Gambar 2.7 (a) Pengaruh susunan butir terhadap Porositas. (b) Pengaruh ukuran butir terhadap porositas

Pada porositas yang lebih rendah partikel-partikel batuan umumnya bergabung bersama material yang mengandung silica atau zat kapur, menghasilkan formasi-rapat (*consolidate formation*) dengan porositas mendekati nol (Harsono, 1997).

Secara matematis, porositas dapat ditulis dalam persamaan sebagai berikut (Schlumberger, 1989):

$$Porositas (\phi) = \frac{Volume\ pori}{Volume\ total\ batuan} \quad (2.10)$$

Tinggi rendahnya nilai porositas ditentukan oleh beberapa parameter, diantaranya keseragaman butir (*sortasi*), dan susunan butir. Porositas yang berasosiasi pada formasi lempung atau serpih adalah non permeabel, sehingga tidak bisa dipertimbangkan sebagai porositas efektif. Porositas efektif merupakan porositas dimana pori-pori yang ada terhubung dan mampu untuk mengalirkan fluida (Harsono dan Krygowski, 2004).



Secara matematis, porositas dapat ditulis dalam persamaan sebagai berikut (Schlumberger, 1989):

$$Porositas\ Efektif\ (\phi_{eff}) = \frac{Volume\ pori\ yang\ berhubungan}{Volume\ total\ batuan} \times 100\% \quad (2.11)$$

Berdasarkan proses geologinya, porositas dibedakan atas dua, yaitu porositas primer dan porositas sekunder. Porositas primer merupakan porositas yang terjadi bersamaan dengan proses pengendapan batuan. Jenis batuan sedimen yang mempunyai porositas primer adalah batuan konglomerat, dan batu pasir. Sedangkan Porositas sekunder adalah porositas yang terjadi setelah proses pengendapan batuan (batuan sedimen terbentuk), proses ini terjadi antara lain akibat aksi pelarutan air tanah atau akibat rekahan (Schlumberger, 1989).

Table 2.4. Nilai porositas berdasarkan kualitas secara umum (Koesomadinata 1978).

Nilai porositas (%)	Kualitas
0 – 5	Diabaikan (<i>negligible</i>)
5 – 10	Buruk (<i>poor</i>)
10 – 15	Cukup (<i>fair</i>)
15 – 20	Baik (<i>good</i>)
20 – 25	Sangat baik (<i>very good</i>)
>25	Istimewa (<i>Excellent</i>)

II.3.3. Resistivitas Air



Nilai Resistivitas Air (R_w) penting sebagai salah satu parameter dalam menentukan tingkat saturasi air suatu formasi. R_w dapat ditentukan dengan 3 metode

yaitu, *crossplot* resistivitas – porositas, rumus Archie, serta dari pengukuran di laboratorium. Rumus Archie dituliskan dalam persamaan berikut (Harsono, 1997):

$$R_w = \frac{R_t}{F} \quad (2.12)$$

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (2.13)$$

Dimana:

R_w = Resistivitas air formasi (ohm.m)

R_t = Resistivitas Formasi (ohm.m)

F = Faktor formasi

ϕ = Porositas

m = Faktor sementasi (gamping = 2; batupasir = 2.15)

a = Faktor turtuositas (gamping = 1; batupasir = 0.62)

Pada daerah terinvasi, R_w digantikan oleh Resistivitas *mud filtrate* (R_{mf}) karena air didesak keluar oleh fluida yang tersaring dari lumpur pada saat pembotan, yang disebut *mud filtrate*. Penentuan nilai R_{mf} pada formasi di kedalaman tertentu membutuhkan nilai *temperature* formasi. *Temperature* formasi dapat diketahui dengan persamaan (Harsono, 1997):

$$T_f = \frac{DF(BHT-ST)}{TD} + ST \quad (2.14)$$

Dimana:

T_f = *Temperature* formasi ($^{\circ}C$)

D = Kedalaman formasi (m)

T_s = *Temperature* permukaan ($^{\circ}C$)



BHT = *Temperature* pada dasar sumur ($^{\circ}C$)

TD = Total kedalaman (m)

Penentuan nilai R_{mf} pada kedalaman dengan *temperature* formasi tertentu dapat menggunakan persamaan:

$$R_m@T_f = \frac{R_{mf} (ST+6.77)}{T_f+6.77} \quad (2.15)$$

Selanjutnya, nilai R_w pada zona terinvasi dapat ditentukan berdasarkan persamaan:

$$R_{mf} = R_m@T_f \frac{R_t}{R_{xo}} \quad (2.16)$$

$$R_{xo} = F \times R_{mf} \quad (2.17)$$

Sementara, pada zona bersih dapat ditentukan berdasarkan persamaan:

$$R_w = R_m@T_f \frac{R_t}{R_o} \quad (2.18)$$

$$R_o = F \times R_w \quad (2.19)$$

Dimana:

R_w = Resistivitas air (ohm.m)

R_{xo} = Resistivitas formasi zona terinvasi (ohm.m)

R_o = Resistivitas formasi pada zona jenuh 100% air (ohm.m)

R_t = Resistivitas Formasi (ohm.m)

R_{mf} = Resistivitas *mud filtrate* (ohm.m)

$R_m@T_f$ = Resistivitas *mud* pada *temperature* formasi (ohm.m)



II.3.4. Saturasi Air

Saturasi air (S_w) adalah besarnya volume pori batuan yang terisi oleh air formasi yang dinyatakan dalam fraksi. Pada zona reservoir, suatu formasi tidak sepenuhnya terisi oleh hidrokarbon. Sehingga, perlu dilakukan perhitungan dalam penentuan tingkat saturasi air dalam formasi. Bagian yang berisi minyak atau gas disebut kejenuhan hidrokarbon S_h , atau sama dengan $(1 - S_w)$. Asumsi umum adalah bahwa reservoir mula-mula terisi air dan selang masa perubahan geologi, minyak atau gas yang terbentuk di tempat lain pindah ke formasi berpori, menggantikan air yang pindah pada ruang pori yang lebih besar (Asquith dan Krygowski, 2004).

Terdapat beberapa metode yang dapat digunakan dalam perhitungan tingkat saturasi air. Pada zona reservoir bersih atau yang tidak memiliki kandungan lempung, perhitungan yang umum digunakan adalah persamaan Archie. Perhitungan ini menghubungkan nilai resistivitas dan faktor formasi.

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi_e^m \cdot R_t} \quad (2.20)$$

Keterangan,

S_w = Saturasi air

m = faktor sementasi (gamping = 2; batupasir = 2.15)

a = faktor turtuositas (gamping = 1; batupasir = 0.62)

n = eksponen saturasi (1.8 – 2.5 dengan nilai umum 2.0)

ϕ_e = porositas efektif

R_w = Resistivitas air (ohm.m)

R_t = Resistivitas sebenarnya dari pembacaan log (ohm.m)



Sementara itu, pada zona reservoir yang memiliki kandungan lempung sebagai pengotor, nilai saturasi air dapat dihitung menggunakan persamaan Simandoux. Perhitungan saturasi air menggunakan persamaan Simandoux adalah sebagai berikut:

$$S_w = \frac{0.4 \cdot R_w}{\phi_e^2} \left[\sqrt{\frac{5 \cdot \phi_e^2}{R_w \cdot R_w}} + \left(\frac{V_{cl}}{R_{cl}} \right) - \frac{V_{cl}}{R_{cl}} \right] \quad (2.21)$$

Keterangan,

V_{cl} = kandungan lempung

R_{cl} = Resistivitas lempung (ohm.m)

II.3.5. Permeabilitas

Permeabilitas merupakan kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida, yang diukur dengan satuan milidarcy (mD). Satu darcy didefinisikan sebagai permeabilitas dari fluida sebesar satu cm^3/s dengan kekentalan sebesar 10^{-3} Pa.s mengalir dalam tabung berpenampang sebesar satu cm^2 dengan penurunan tekanan 1 atm/ cm^2 (Adi Harsono, 1997). Permeabilitas pada suatu batuan tergantung pada beberapa faktor diantaranya porositas batuan, ukuran pori, bentuk pori, susunan pori, ukuran butir dan distribusinya serta kompaksi dan sementasi (Asquith dan Krygowski, 2004).

Nilai permeabilitas suatu batuan tergantung pada porositas dan saturasi air sisa pada

Saturasi air sisa atau *Irreducible Water Saturation* adalah saturasi air yang terikat pada zona terinvasi. Kandungan air pada suatu sumur terdapat 2 jenis yaitu *free water* dan *irreducible water*. Air yang terangkat kepermukaan



adalah *free water*, sedangkan air yang tidak terangkat adalah *irreducible water*.

Tingkat saturasi air sisa dalam suatu formasi dapat dihitung dengan persamaan:

$$S_{wirr} = \sqrt{\frac{a}{\frac{\phi_e^m}{2000}}}$$

Dimana:

S_{wirr} = Irreducible Water Saturation

ϕ_e = Porositas efektif

a = Faktor turtuositas

m = Faktor sementasi

Sementara itu, hubungan porositas dan saturasi air sisa untuk mendapatkan nilai permeabilitas suatu formasi dapat dilihat pada persamaan berikut:

$$k = d \frac{\phi_e^b}{S_{wirr}^c} \quad (2.22)$$

Dimana:

k = Permeabilitas (mD)

d = Konstanta

c = Konstanta

b = Konstanta

Sementara itu, Koesomadinata, 1978 memberikan nilai terhadap kualitas permeabilitas secara umum yang dapat dilihat pada tabel berikut:



Table 2.5. Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum (Koesomadinata 1978).

Nilai porositas (mD)	Kualitas
< 5	Ketat (<i>tight</i>)
5 – 10	Cukup (<i>fair</i>)
10 – 100	Baik (<i>good</i>)
100 – 1000	Sangat baik (<i>very good</i>)
> 1000	Istimewa (<i>Excellent</i>)

II.4. Pemetaan Bawah Permukaan

Pemetaan bawah permukaan merupakan metode yang digunakan untuk mengetahui kondisi bawah permukaan. Peta bawah permukaan dibuat secara khusus berdasarkan hasil pemboran eksplorasi minyak bumi dan hasil interpretasi data seismik. Peta ini menggambarkan bentuk maupun kondisi geologi bawah permukaan dan menjadi dasar dalam suatu kegiatan eksplorasi hidrokarbon, mulai dari awal hingga pengembangan lapangannya. Peta bawah permukaan memiliki sifat kualitatif dan dinamis. Kualitatif artinya peta menggambarkan suatu garis yang menghubungkan titik-titik yang nilainya sama, baik berupa ketebalan, kedalaman maupun persentase ketebalan. Dinamis artinya ketebalan peta tidak dapat dinilai atas kebenaran metode, tetapi berdasarkan data yang ada dan sewaktu-waktu dapat berubah seiring dengan diperolehnya data-data baru.

Penerapannya, peta bawah permukaan dibagi menjadi beberapa macam, yang akan dibahas sebagai berikut:



1) Peta Struktur Kedalaman

Peta struktur kedalaman merupakan peta yang menunjukkan kedalaman dari zona lapisan batuan yang sama.

2) Peta Ketebalan (*Isopach*)

Peta *Isopach* adalah peta yang menggambarkan ketebalan-ketebalan dari suatu lapisan atau seri/kumpulan lapisan yang dinyatakan dengan garis maupun tingkat pewarnaan.

II.5. Perhitungan Cadangan Minyak dan Gas

Cadangan adalah kuantitas (jumlah volume) minyak dan gas yang terdapat dalam suatu reservoir (PK. Teknik Produksi Migas, 2013). Cadangan terbukti (*proved reserves*) dapat dihitung jika didukung dengan adanya data well log, geologi, keteknikan, dan produksi aktual atau uji alir produksi. Selain itu, juga harus memenuhi ketentuan vertikal Berikut (Masbukin dan Praditia, 2016):

1. HKW (*Highest Known Water*).
2. LKH (*Lowest Known Hydrocarbon*)
3. HWC (*Hydrocarbon Water Contact*)

Terdapat beberapa metode dalam perhitungan cadangan minyak dan gas, salah satu diantaranya adalah metode volumetris. Metode volumetris digunakan untuk memperkirakan besarnya cadangan pada suatu lapangan minyak atau gas, dimana

yang tersedia belum lengkap. Data-data yang diperlukan untuk an perkiraan cadangan secara volumetris, yaitu volume bulk reservoir



(V_b), saturasi air mula-mula (S_{wi}), porositas (ϕ), dan faktor formasi fluida (B_{oi}) (PK. Teknik Produksi Migas, 2013).

Pada perhitungan menggunakan metode volumetris, besaran yang perlu ditentukan terlebih dahulu adalah volume bulk reservoir. Langkah pertama yang dilakukan dalam menentukan volume bulk adalah membuat peta struktur bawah permukaan dan peta ketebalan (*isopach*) (PK. Teknik Produksi Migas, 2013).

Perhitungan volume reservoir dilakukan dengan menggunakan persamaan trapezoidal atau pyramidal, yang dipengaruhi rasio luas antara kontur satu dengan kontur yang ada di atasnya (Tearpock & Bischke, 1991).

A. Metode Pyramidal

Metode ini digunakan apabila perbandingan antara luas garis isopach yang berurutan kurang atau sama dengan 0.5, $\frac{A_{n+1}}{A_n} \leq 0.5$.

Persamaan yang digunakan adalah:

$$V_b = \frac{h}{3} x (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n x A_{n+1}}) \quad (2.24)$$

B. Metode Trapezoidal

Metode ini digunakan apabila perbandingan antara luas garis isopach yang berurutan lebih dari 0.5, $\frac{A_{n+1}}{A_n} > 0.5$. persamaan yang digunakan adalah:

$$V_b = \frac{h}{2} x (A_n + A_{n+1}) \quad (2.25)$$



Volume bulk (acre-ft)

h = interval garis-garis net pay terendah (ft)

A_n = luas yang dibatasi garis isopach n , (acre)

A_{n+1} = luas yang dibatasi garis isopach $n + 1$ (acre)

Pada batuan reservoir yang mengandung satu acre-feet pada kondisi awal, maka volume minyak dapat dihitung dengan persamaan berikut (PK. Teknik Produksi Migas, 2013):

$$N_i = 7758 \times V_b \times \phi \frac{1-S_{wi}}{B_{oi}} \quad (2.26)$$

Keterangan:

N_i = *initial oil in place*, (STB)

V_b = bulk volume batuan reservoir, (acre-ft)

ϕ = porositas

S_{wi} = saturasi air mula-mula

B_{oi} = faktor volume formasi minyak mula-mula.

7758 = faktor konversi, (STB/acre-feet)

Berdasarkan persamaan tersebut, Fitriani pada tahun 2016 melakukan penelitian terkait cadangan minyak pada salah satu lapangan di formasi Talang Akar, Cekungan Sumatera Selatan. Pada salah satu lapisan, perhitungannya adalah sebagai berikut:

Diketahui:

V_b = 3261,19 (acre-ft)

0,194

0,74



$$B_{oi} = 1,19806$$

7758 = faktor konversi, (STB/acre-feet)

$$N_i = 7758 \times 3261,19 \times 0,194 \frac{1-0,74}{1,19806}$$

$$N_i = 112171,41 \text{ STB}$$

$$N_i = 0,112 \text{ MMstb}$$

