

**ESTIMASI NILAI SATURASI AIR (S_w) BERDASARKAN POROSITAS
PERHITUNGAN *LOG* DAN POROSITAS *CORE* PADA LAPANGAN “X”
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

(Skripsi)

Oleh :

Astri Yunita
2015051028



**JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2024**

**ESTIMASI NILAI SATURASI AIR (S_w) BERDASARKAN POROSITAS
PERHITUNGAN *LOG* DAN POROSITAS *CORE* PADA LAPANGAN “X”
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

**Oleh
ASTRI YUNITA**

Skripsi

**Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK**

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2024**

ABSTRAK

ESTIMASI NILAI SATURASI AIR (S_w) BERDASARKAN POROSITAS PERHITUNGAN *LOG* DAN POROSITAS *CORE* PADA LAPANGAN “X” CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT

Oleh

ASTRI YUNITA

Petrofisika merupakan metode yang dilakukan untuk menganalisis karakteristik fisik suatu reservoir berupa kandungan *shale*, porositas efektif, dan saturasi air pada suatu reservoir untuk mengetahui nilai-nilainya secara kuantitatif. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengukur parameter petrofisika berupa saturasi air berdasarkan porositas perhitungan *log* dan porositas *core* di Cekungan Bintuni, Papua Barat. Dengan menggunakan empat data sumur yaitu sumur A2, A4, A5, dan A6. Berdasarkan analisis kualitatif pada masing-masing sumur didapatkan 1 zona target kedalaman reservoir. Berdasarkan analisis kuantitatif Dimana nilai vsh pada tiap-tiap sumur memiliki nilai yang rendah yaitu dibawah 30% diindikasikan sebagai formasi bersih (*cleansand*), kemudian hasil perhitungan porositas rata-rata pada sumur A2 12,10%, dengan nilai saturasi air log 52,30%, dan saturasi air core 42%, pada sumur A4 nilai porositas rata-rata 15,93%, nilai saturasi air log 24,86%, dan saturasi air core 23,21%. Pada sumur A5 nilai porositas rata-rata 13,63%, nilai saturasi air log 51,80%, dan saturasi air core 39,14%, pada sumur A6 nilai porositas rata-rata 12,43%, nilai saturasi air log 44%, dan saturasi air core 45,63%. Berdasarkan hasil perhitungan saturasi air *log* dan saturasi air *core*, didapatkan nilai korelasi yang tinggi, sehingga dapat disimpulkan bahwa hasil perhitungan saturasi air *log* sesuai dengan data pengukuran *core*.

Kata Kunci : Reservoir, Saturasi Air, Petrofisika

ABSTRACT

ESTIMATION OF WATER SATURATION (S_w) VALUE BASED ON LOG POROSITY CALCULATIONS AND CORE POROSITY IN FIELD "X" BINTUNI BASIN, WEST PAPUA

By

ASTRI YUNITA

Petrophysics is a method used to analyze the physical characteristics of a reservoir in the form of shale content, effective porosity, and water saturation in the reservoir to determine the values quantitatively. This research aims to measure petrophysical parameters in the form of water saturation based on calculated porosity logs and core porosity in the Bintuni Basin, West Papua. Using four well data, namely wells A2, A4, A5, and A6. Based on qualitative analysis for each well, 1 target zone for reservoir depth was obtained. Based on quantitative analysis, where the vsh value in each well has a low value, namely below 30%, it is indicated as a clean formation (cleansand). The results of the calculation of the average porosity in well A2 are 12.10%, with a log water saturation value of 52.30 % and core water saturation is 42%, in well A4 the average porosity value is 15.93%, log water saturation value is 24.86%, and core water saturation is 23.21%. In well A5 the average porosity value is 13.63%, the log water saturation value is 51.80%, and the core water saturation is 39.14%, in well A6 the average porosity value is 12.43%, the log water saturation value is 44%, and core water saturation 45.63%. Based on the results of the calculation of log water saturation and core water saturation, a high correlation value was obtained, so it can be concluded that the results of the log water saturation calculation are by the core measurement data.

Keywords: Reservoir, Water Saturation, Petrophysics

Judul Skripsi : **ESTIMASI NILAI SATURASI AIR (S_w)
BERDASARKAN POROSITAS
PERHITUNGAN LOG DAN POROSITAS
CORE PADA LAPANGAN "X"
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

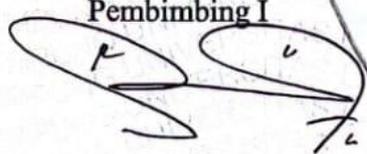
Nama Mahasiswa : **Astri Yunita**

Nomor Pokok Mahasiswa : **2015051028**

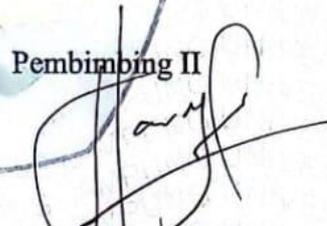
Program Studi : **Teknik Geofisika**

Fakultas : **Teknik**



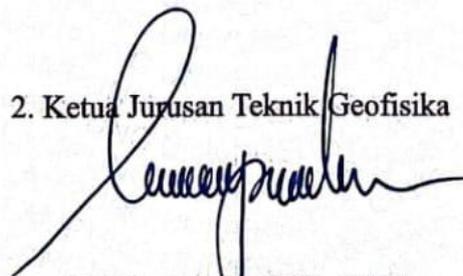
Pembimbing I


Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP. 19661222 199603 1001

Pembimbing II


Nanda Hanyfa Maulida, M.T.
NIP. 19930826 2022031 2013

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika



Dr. Karvanto, S.Si., M.T.
NIP. 19691239 199802 1001

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

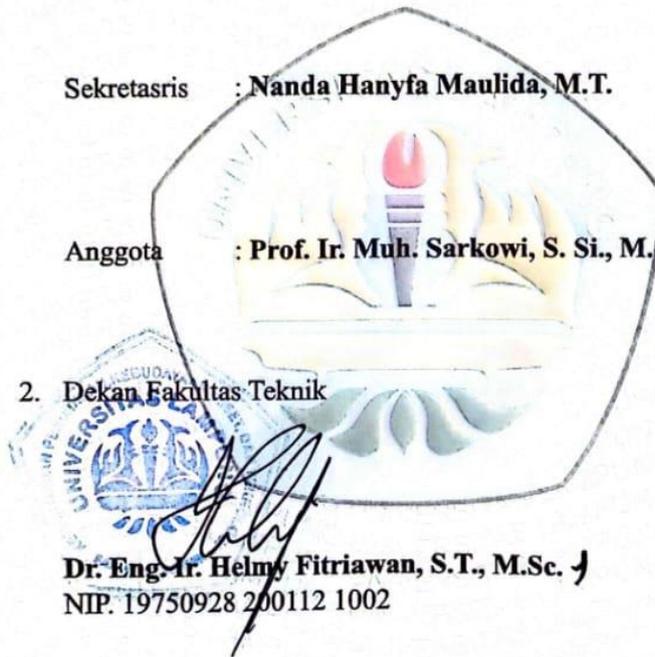
Ketua : **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si**

Sekretaris : **Nanda Hanyfa Maulida, M.T.**

Anggota : **Prof. Ir. Muh. Sarkowi, S. Si., M.Si., IPU.**

2. Dekan Fakultas Teknik

Dr. Eng. Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc.)
NIP. 19750928 200112 1002



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 21 Mei 2024

PERNYATAAN

Saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis ini bukan merupakan karya dari orang lain melainkan merupakan hasil pemikiran saya sendiri, sebagai syarat memperoleh gelar sarjana. Adapun kutipan tertentu dalam penulisan skripsi ini terdapat karya atau pendapat orang lain yang ditulis menurut sumbernya sebagaimana disebutkan dalam daftar Pustaka secara jelas sesuai dengan norma, kaidah dan Erika penulisan.

Apabila pernyataan ini tidak benar maka saya bersedia dikenakan sanksi sesuai dengan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 12 Juni 2023



Astri Yunita

2015051028

RIWAYAT HIDUP



Astri Yunita, dilahirkan di Sidomukti, Tanggamus pada tanggal 08 Oktober 2002. Anak pertama dari pasangan Ayahanda Tukiran dan Ibunda Budi Lestari. Pendidikan Sekolah Dasar (SD) di SD Negeri 1 Sidorejo diselesaikan pada tahun 2014, Pendidikan Sekolah Menengah Pertama di SMPN 1 Pulau Panggung diselesaikan pada tahun 2017, Pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMAN 1 Sumberejo diselesaikan pada tahun 2020. Pada tahun 2020 penulis melanjutkan pendidikan di Universitas Lampung

Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika. Penulis aktif di beberapa organisasi, yaitu pada tahun 2022 penulis menjadi anggota Bidang Sains dan Teknologi Himpunan Teknik Geofisika Bhuwana (Hima TG Bhuwana), Ketua Komisi III Bagian Anggaran Dewan Perwakilan Mahasiswa Fakultas Teknik, pada tahun 2023 penulis menjadi Sekretaris Bidang Sains dan Teknologi Himpunan Teknik Geofisika Bhuwana (Hima TG Bhuwana), Anggota divisi pada *Society Of Exploration Geophysicst* (SEG) SC Universitas Lampung, dan pada tahun 2024 penulis menjadi Ketua divisi Edukasi pada *Society Of Exploration Geophysicst* (SEG) SC Universitas Lampung.

Dalam bidang keilmuan dan akademik, penulis pernah menjadi asisten praktikum pada mata kuliah praktikum Metode Seismik dan Metode Well Logging. Pada Januari tahun 2023, penulis pernah mengabdikan diri selama 40 hari di Desa Mutar

Alam, Kecamatan Way Tenong, Kabupaten Lampung Barat dalam rangkaian Kuliah Kerja Nyata (KKN) Universitas Lampung.

Dalam penerapan bidang keahlian, Penulis melaksanakan Kerja Praktik (KP) di Pusat Survei Geologi Bandung pada bulan September – Oktober 2023 dengan judul **“Analisis Zona Prospek Hidrokarbon Berdasarkan Permeabilitas dan Nilai S_w Umur *Miocene Reservoir* Menggunakan Metode *Log* pada Sumur AY-8 Cekungan Jawa Barat Utara”**. Hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya dengan skripsi yang berjudul **“Estimasi Nilai Saturasi Air (S_w) Berdasarkan Porositas *Log* dan Porositas *Core* pada Lapangan “X” Cekungan Bintuni Papua Barat”** dan dinyatakan lulus pada tanggal 21 Mei 2024.

PERSEMBAHAN

Puji syukur Penulis panjatkan kepada Allah SWT atas terselesaikannya skripsi ini dengan lancar dan baik. Skripsi ini saya persembahkan untuk :

AYAH DAN IBU TERCINTA

TUKIRAN

&

BUDI LESTARI

Yang selalu memberikan doa, kasih sayang, perhatian, semangat, serta dukungannya dan segala yang diberikan tiada hentinya untuk penulis. Mungkin penulis tidak akan bisa membalas semua kasih dan sayang yang telah diberikan, tetapi penulis selalu berdoa semoga ayah dan ibu sehat selalu, dilimpahkan karunia tiada henti, Bahagia dan tetap disini penulis hingga akhir hayat. Penulis akan selalu berusaha menjadi anak yang dapat membanggakan keluarga.

ADIK – ADIK TERSAYANG KU

ARJUN FIRMANSYAH

&

AGAM ABDILLAH

Yang telah menjadi *support system* selama ini. Adik – adik yang sangat saya sayangi terima kasih untuk segala perhatian dan kasih sayang yang tiada henti, selalu dalam suka dan duka disegala proses penulis, semoga selalu diberikan kesehatan dan dilimpahkan rezeki serta kekuatan dan semoga menjadi anak yang sukses dan bisa bersama-sama membahagiakan kedua orang tua dan dapat menjadi orang yang bermanfaat untuk orang sekitar.

MOTTO

“Maka sesungguhnya bersama kesulitan ada kemudahan. Maka apabila engkau telah selesai (dari suatu urusan), tetaplah bekerja keras (untuk urusan yang lain).

Dan hanya kepada Tuhan mu lah engkau berharap”

(QS. Al-Insyirah, 6-8)

“Kesempatan hanya datang bagi mereka yang mempersiapkannya”

~ Louis Pasteur ~

“Life is like riding a bicycle, to keep your balance, you must keep moving”

~ Albert Einstein ~

“Petualangan hidup tidak seseru buku petualangan yang pernah kita baca, tapi bukan berarti kita tidak bisa menghadapinya. Akan ada waktu ketika kamu merasa hari itu adalah akhir dari segalanya, tapi tidak, itu awal mula dari sesuatu yang baru. Jadi, jangan pernah menyerah di titik mana pun meskipun itu adalah jalan buntu. Jalan terus, tabrak temboknya. Hadapi apapun penghalangnya. Kamu tidak akan pernah jadi orang yang sama, tapi bukan berarti kamu kehilangan dirimu. Sebaliknya, kamu justru akan menemukan dirimu kembali, lagi dan lagi, karena kamu memang harus tumbuh ke dirimu yang baru; seperti sebuah versi yang terus membaik dari masa ke masa”

~ Nadhifa Allya Tsana ~

KATA PENGANTAR

Puji dan Syukur penulis haturkan atas kehadiran Allah *Subhanahu Wa Ta'ala*, Yang Maha Kuasa karena berkat rahmat dan hidayah serta karunia-Nya penulis dapat Menyusun skripsi dengan judul **“ESTIMASI NILAI SATURASI AIR (*SW*) BERDASARKAN POROSITAS *LOG* DAN POROSITAS *CORE* PADA LAPANGAN “X” CEKUNGAN BINTUNI PAPUA BARAT”**. Terima kasih penulis sampaikan kepada semua pihak yang telah terlibat secara langsung maupun tidak langsung dalam penyusunan skripsi ini. Penulis pun menyadari mungkin masih terdapat kekurangan di dalam skripsi ini, sehingga sangat diharapkan kritik dan saran yang membangun. Semoga semua yang tertulis di dalam skripsi ini dapat memberikan manfaat kepada siapapun, baik kalangan umum maupun akademisi untuk kemajuan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 12 Juni 2024

Penulis

Astri Yunita

NPM. 2015051028

SANWACANA

Puji Syukur penulis haturkan kepada Allah *Subhanahu Wa Ta'ala* Yang Maha Kuasa karena berkat Rahmat dan hidayah serta karunia-Nya kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini. Tak lupa pula shalawat serta salam yang selalu tucurahkan kepada junjungan kita nabi besar Muhammad *Shallallahu 'alaihi wassalam* yang menjadi suri tauladan bagi kita. Dalam proses penelitian dan penyusunan skripsi ini tidak akan terlaksana dengan baik tanpa adanya dukungan, bimbingan, dan bantuan dari berbagai pihak, baik secara langsung maupun tidak langsung. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Allah SWT yang selalu memberikan anugerah-Nya dan memberikan kemudahan yang selalu memberkahi dalam hidup penulis.
2. Kedua orang tua tercinta, yang telah memberikan kepercayaan kepada penulis untuk melanjutkan pendidikan ketahap ini, yang mengorbankan segalanya untuk penulis, selalu memberikan semangat, mengajari untuk selalu bersabar disetiap proses yang dilalui, dan pantang menyerah dalam menggapai target hidup, serta tiada hentinya selalu mendoakan yang terbaik untuk penulis disetiap langkah. Semoga kalian selalu diberi kesehatan dan dilindungi oleh Allah SWT, aamiin.
3. Adik-adikku tersayang Arjun Firmansyah dan Agam Abdillah, yang selalu memberikan kasih sayang dan semangat kepada penulis untuk menyelesaikan skripsi ini.
4. Seluruh keluarga besar yang selalu memberikan doa, semangat, dan dukungan kepada penulis.

5. Bapak Dr. Karyanto, S.Si., M.T., selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
6. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si., selaku Dosen pembimbing satu atas kesediaannya meluangkan banyak waktu, memberikan bimbingan, motivasi, kritik dan saran dalam proses penyelesaian skripsi ini.
7. Ibu Nanda Hanyfa Maulida, M.T., selaku Dosen pembimbing dua atas kesediaannya meluangkan banyak waktu, memberikan bimbingan, motivasi, kritik dan saran dalam proses penyelesaian skripsi ini.
8. Bapak Prof. Ir. Muh. Sarkowi, S.Si., M.Si., IPU., selaku penguji yang telah meluangkan waktu untuk memberikan kritik dan saran atas skripsi ini, sehingga menjadikan skripsi ini menjadi lebih baik.
9. Ibu Rahmi Mulyasari, S.Pd., M.T., selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan kepada penulis selama menjadi mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
10. Dosen - dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati. Terima kasih atas segala ilmu yang telah diberikan selama masa perkuliahan.
11. Aisyah Herlysa sahabat dari awal perkuliahan sampai sekarang, terima kasih telah menjadi sahabat yang pengertian, penuh kasih sayang, sangat *supportif*, selalu berada dipihak penulis dalam suka maupun duka, selalu mau direpotkan selama masa perkuliahan, sehingga penulis dapat menyelesaikan penulisan ini dengan baik. Semoga selalu bersahabat sampai tua nanti, aamiin.
12. Sahabat seperjuangan A6 sudawaras Aisyah, Hermalia, Ayu, Risma, dan Vina yang mampu menjadi tempat keluh dan kesah, mau hidup berdampingan selama masa perkuliahan, dan selalu memberikan semangat serta dukungannya kepada penulis sampai masa akhir perkuliahan.
13. Sahabat SMA Saul, Utami, dan Jesti yang selalu memberikan semangat, motivasi, meluangkan waktu untuk saling bertukar cerita, canda tawa, keluh kesah dan selalu memberikan dukungannya serta tulus membantu dalam hal apapun.
14. Teman seperjuangan Kerja Praktik Hermalia dan Feby, yang telah banyak berusaha bersama untuk dapat menyelesaikan perkuliahan, terima kasih atas

segala usaha, bantuan, semangat dan kebersamaan selama Kerja Praktik di PSG.

15. Asep dan Jeremia yang telah banyak membantu penulis selama masa perkuliahan, sehingga penulis dapat menuntaskan perkuliahan dengan baik. Rizka yang telah banyak memberikan doa, bantuan, serta sangat *supportif*, dan mau direpotkan oleh penulis dalam penyelesaian skripsi ini. Terima kasih atas bantuannya dalam hal apapun, semoga Allah memudahkan urusan kalian, aamiin.
16. Teman - teman KKN Desa Mutar Alam, Lampung Barat Tinur, Cathy, Wulan, dan Lilis yang sampai saat ini tidak putus silaturahmi. Terima kasih atas segala bantuan, semangat, dukungan serta kenangan dan pengalamannya.
17. Keluarga besar Teknik Geofisika 2020, terima kasih atas bantuan, semangat, dukungan, kenangan dan pengalaman selama ini, semoga yang terbaik dimanapun kalian berada, aamiin.
18. Serta semua pihak yang terlibat yang tidak bisa disebutkan satu persatu, penulis mengucapkan banyak terima kasih.

Akhir kata, penulis menyadari mungkin masih terdapat kekurangan dalam penulisan skripsi ini dan masih jauh dari kesempurnaan, akan tetapi sedikit harapan semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua, aamiin.

Penulis

Astri Yunita

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	iii
ABSTRACT	iv
PERSETUJUAN	v
PENGESAHAN	vi
PERNYATAAN	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
PERSEMBAHAN	x
MOTTO	xi
KATA PENGANTAR	xii
SANWACANA	xiii
DAFTAR ISI	xvi
DAFTAR TABEL	xix
DAFTAR GAMBAR	xx
I. PENDAHULUAN	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Manfaat Penelitian.....	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1. Lokasi Daerah Penelitian	4
2.2. Geologi Regional.....	4
2.3. Tektonik Regional	7
2.4. Stratigrafi Regional	8
2.5. Petroleum System Cekungan Bintuni	11
2.5.1. Batuan Induk (Source Rock).....	11
2.5.2. Batuan Migrasi	11
2.5.3. Batuan.....	11

2.5.4. Batuan Tudung	12
2.5.5. Perangkap (Trap).....	12
III. TEORI DASAR	15
3.1. Petroleum System.....	15
3.2. Well logging	16
3.3. Jenis - Jenis <i>Log</i>	18
3.3.1. <i>Log</i> Resistivitas	19
3.3.2. <i>Log</i> Radioaktif.....	199
3.3.3. <i>Log</i> porositas	21
3.4. Interpretasi <i>Logging</i>	24
3.4.1. Interpretasi Kualitatif	25
3.4.2. Interpretasi Kualitatif	27
3.4.2.1. Penentuan <i>Volume Shale</i> (V_{sh})	27
3.4.2.2. Penentuan Porositas (\emptyset).....	28
3.4.2.3. Penentuan Saturasi Air (S_w).....	31
3.5. Inti Batuan (<i>Core</i>).....	34
IV. METODE PENELITIAN	36
4.1. Tempat dan Waktu Penelitian	36
4.2. Alat dan Bahan	36
4.3. Prosedur Penelitian.....	36
4.3.1. Studi Literatur	36
4.3.2. Persiapan dan Pengumpulan Data	36
4.3.3. Pengolahan Data.....	36
4.4. Jadwal Penelitian.....	37
4.5. Diagram Alir.....	38
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	39
5.1. Data Penelitian	39
5.2. Analisis Kualitatif.....	39
5.3. Analisis Kuantitatif.....	47
5.3.1. Analisis <i>Volume Shale</i>	55
5.3.2. Analisis Porositas	50
5.3.2.1. Perbandingan Porositas <i>Log</i> dan Porositas <i>Core</i>	53
5.3.3. Analisis Resistivitas Air Formasi (R_w).....	57
5.3.4. Analisis Saturasi Air (S_w).....	70

5.3.4.1. Perbandingan Saturasi Air <i>Log</i> dan Porositas <i>Core</i>	73
VI. KESIMPULAN DAN SARAN.....	79
DAFTAR PUSTAKA	81
LAMPIRAN.....	85

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Klasifikasi nilai densitas berdasarkan jenis batuan.....	22
2. Nilai densitas matriks dan fluida batuan	29
3. Skala penentuan kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir	31
4. Interpretasi saturasi fluida hasil data lab (Adim, 1991).....	32
5. Jadwal rincian kegiatan Tugas Akhir	37
6. Daerah water bearing pada sumur A2	58
7. Hasil porositas crossplot dan litologi pada sumur A2.....	59
8. Daerah water bearing sumur A4.....	61
9. Hasil porositas crossplot dan litologi pada sumur A4	62
10. Daerah water bearing sumur A5.....	64
11. Hasil porositas crossplot dan litologi pada sumur A5	65
12. Daerah water bearing sumur A6.....	67
13. Hasil porositas crossplot dan litologi pada sumur A6	68
14. Nilai Rw pada sumur A2-A6	70

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta daerah penelitian	4
2. Peta geologi regional Kepala Burung (KB) (Toisuta, 2009).....	5
3. Elemen tentonik Kepala Burung (KB) (Piagram dkk, 1981).....	7
4. Stratigrafi daerah Kepala Burung Papua Barat (Setyaningsih, 2014).....	10
5. <i>Petroleum system</i> Cekungan Bintuni (Lemigas, 2009).....	12
6. <i>Petroleum system</i> (Craig dan Quagliaroli, 2020).....	16
7. Operasi kegiatan <i>logging</i> (Mastoadji, 2007).....	18
8. Respon <i>log</i> resistivitas yang khas (Rider, 1996).....	19
9. Respon kurva <i>log gamma ray</i>	21
10. Identifikasi litologi berdasarkan <i>log</i> densitas (Rider, 1996)	23
11. Identifikasi litologi berdasarkan <i>log</i> neutron (Rider, 1996).....	24
12. Interpretasi kualitatif zona reservoir (Varhaug, 2016)	27
13. Interpretasi kuantitatif saturasi air (Arief, 2018)	33
14. Interpretasi kuantitatif berdasarkan saturasi air (Putri, 2017).....	33
15. Diagram alir	37
16. Hasil <i>triple combo</i> sumur A2	41
17. Zona prospek reservoir sumur A2	42
18. Hasil <i>triple combo</i> sumur A4	42
19. Zona prospek reservoir sumur A4	43
20. Hasil <i>triple combo</i> sumur A5	43
21. Zona prospek reservoir sumur A5	44
22. Hasil <i>triple combo</i> sumur A6	45
23. Zona prospek reservoir sumur A6	45
24. Korelasi antara porositas <i>log</i> dan porositas <i>core</i> sumur A2.....	54

25. Korelasi antara porositas <i>log</i> dan porositas <i>core</i> sumur A4.....	55
26. Korelasi antara porositas <i>log</i> dan porositas <i>core</i> sumur A5.....	55
27. Korelasi antara porositas <i>log</i> dan porositas <i>core</i> sumur A6.....	56
28. <i>Schlumberger chart</i> sumur A2	58
29. <i>Pickett plot</i> sumur A2.....	60
30. <i>Schlumberger chart</i> sumur A4	62
31. <i>Pickett plot</i> sumur A4.....	63
32. <i>Schlumberger chart</i> sumur A5	65
33. <i>Pickett plot</i> sumur A5.....	66
34. <i>Schlumberger chart</i> sumur A6	68
35. <i>Pickett plot</i> sumur A6.....	69
36. Korelasi antara saturasi air <i>log</i> dan saturasi air <i>core</i> sumur A2.....	74
37. Korelasi antara saturasi air <i>log</i> dan saturasi air <i>core</i> sumur A4.....	74
38. Korelasi antara saturasi air <i>log</i> dan saturasi air <i>core</i> sumur A5.....	75
39. Korelasi antara saturasi air <i>log</i> dan saturasi air <i>core</i> sumur A6.....	75
40. Hasil analisis kuantitatif sumur A2	76
41. Hasil analisis kuantitatif sumur A4	77
42. Hasil analisis kuantitatif sumur A5	77
43. Hasil analisis kuantitatif sumur A6	78

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sumber daya energi hidrokarbon yang berupa minyak dan gas bumi masih menjadi energi utama di Indonesia. Semakin meningkatnya kebutuhan manusia akan sumber daya energi terutama sumber energi minyak dan gas mengakibatkan cadangan minyak dan gas yang tersedia juga semakin berkurang. Eksplorasi minyak dan gas bumi memiliki berbagai metode dalam pengoperasiannya, untuk menentukan dan mengidentifikasi sebuah reservoir mengikuti dan menyesuaikan parameter yang dibutuhkan. Data *log* sumur sangat berperan penting dalam perkembangan eksplorasi hidrokarbon. Berdasarkan data *log* hasil *well logging*, dapat dilakukan penyelidikan zona prospek pada suatu formasi, dan berdasarkan data sumur dapat dipelajari sifat fisik batuan suatu formasi dan perhitungan parameter fisik batuan. Pembacaan kurva *log* dapat memberikan informasi pada kedalaman lapisan yang mengandung air ataupun hidrokarbon. Saturasi hidrokarbon dapat diketahui dengan menghitung nilai saturasi air terlebih dahulu, dengan demikian nilai saturasi air menjadi kunci pengerjaan untuk mengetahui suatu interval atau zona reservoir apakah dominan mengandung air atau hidrokarbon (Siallagan, 2017)

Dalam penelitian ini berfokus pada wilayah Cekungan Bintuni, Papua Barat di sumur A2, A4, A5, dan A6. Cekungan Bintuni merupakan salah satu wilayah yang memiliki potensi hidrokarbon dan saat ini telah berproduksi dengan wilayah kerja terletak di pesisir selatan Teluk Berau. Sejak ditemukan cadangan gas yang besar di Teluk Bintuni pada 1997, kegiatan eksplorasi terus dilakukan untuk menemukan cadangan baru. Berdasarkan penelitian tentang

potensi hidrokarbon di Cekungan Bintuni yang dilakukan oleh Livsey dkk (1992) Perkins dan Livsey (1993) dan Utomo (2012) ditemukan potensi hidrokarbon yang berasal dari endapan Pra-Tersier dengan nilai *total organic carbon* (TOC) antara 0.51% - 88%. Potensi hidrokarbon tersebut ditemukan pada endapan Formasi Ainim.

Pada penelitian ini berfokus dalam estimasi nilai saturasi air berdasarkan porositas perhitungan *log* dan porositas *core* pada lapangan "X" Cekungan Bintuni, Papua Barat. Berdasarkan penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh Sirait (2022) yaitu menganalisis jenis fluida reservoir berdasarkan nilai saturasi air dan penelitian oleh Adim (1991) dimana menyatakan bahwa saturasi air merupakan bagian dari ruang berpori yang diisi oleh air, kemudian sisa bagian yang lainnya terisi oleh minyak atau gas yang disebut saturasi hidrokarbon. Sehingga pada penelitian ini, dilakukan perhitungan nilai saturasi dengan data *log* dan data *core* hasil pengukuran di laboratorium yang digunakan sebagai validasi hasil perhitungan *log*. Diharapkan hasil perhitungan data *log* dapat sesuai dengan data *core*, sehingga hasil perhitungan saturasi air (S_w) dapat digunakan untuk daerah kedalaman yang tidak ada data *core* nya. Untuk estimasi nilai saturasi air (S_w) digunakan analisis parameter petrofisika yang nantinya akan didapatkan nilai porositas efektif. Dalam penelitian ini dilakukan perhitungan nilai saturasi air (S_w) menggunakan *software Interactive PetroPhysics*. Metode penentuan saturasi air (S_w) menggunakan metode Archie, dan nilai saturasi air (S_w) yang dihitung merupakan saturasi air (S_w) berdasarkan porositas perhitungan *log* dan porositas *core*. Estimasi nilai saturasi air dapat digunakan untuk mengetahui informasi mengenai prospek minyak dan gas bumi untuk pengembangan eksplorasi hidrokarbon pada Cekungan Bintuni, Papua Barat.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Menentukan kedalaman zona reservoir pada sumur A2, sumur A4, sumur A5, dan sumur A6 pada Lapangan X Cekungan Bintuni Papua Barat.

2. Menentukan parameter petrofisika (V_{sh} , Porositas, dan Saturasi Air) pada zona prospek lapisan reservoir sumur A2, sumur A4, sumur A5, dan sumur A6 pada Lapangan X Cekungan Bintuni Papua Barat.
3. Mengestimasi nilai saturasi air (S_w) berdasarkan porositas perhitungan *log* dan porositas *core* zona reservoir pada Lapangan X Cekungan Bintuni Papua Barat.

1.3 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah penelitian yaitu, sebagai berikut :

1. Data *log* sumur yang diolah menggunakan data sekunder empat sumur yaitu sumur A2, sumur A4, sumur A5 dan sumur A6 pada Lapangan X Cekungan Bintuni Papua Barat.
2. Penentuan nilai porositas efektif pada keempat sumur menggunakan data *well logging*.
3. Estimasi nilai saturasi air (S_w) berdasarkan porositas perhitungan *log* dan porositas *core*.

1.4 Manfaat Penelitian

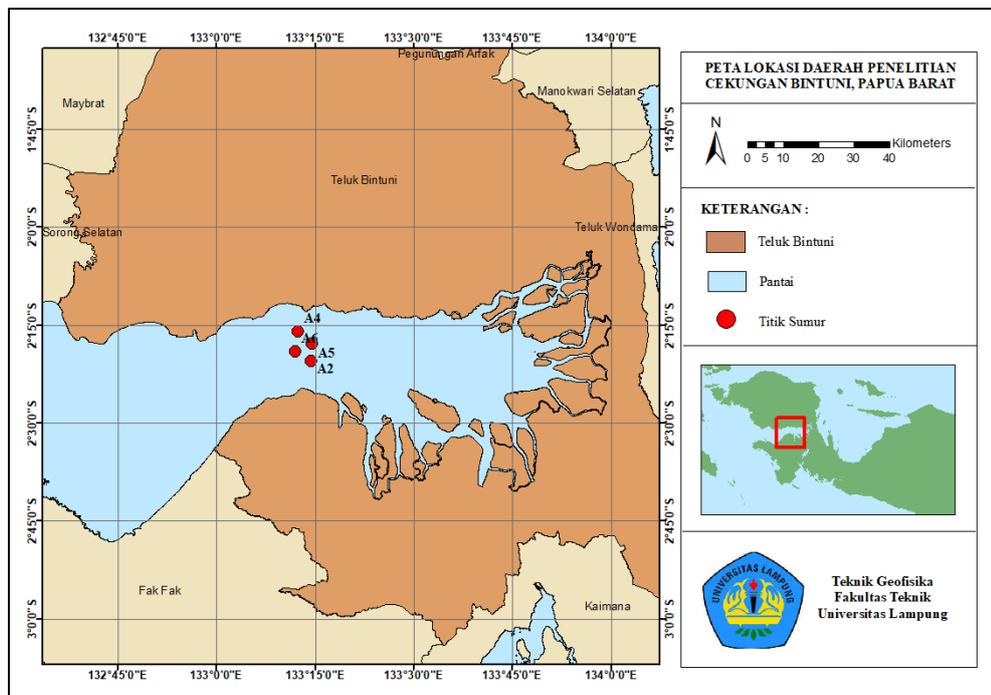
Adapun manfaat penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Mengetahui perbandingan nilai porositas perhitungan *log* dan porositas *core*.
2. Mengestimasi nilai saturasi air (S_w) berdasarkan porositas perhitungan *log* dan porositas *core*.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Daerah Penelitian

Lokasi daerah penelitian yang digunakan pada penelitian terletak di Cekungan Bintuni, Kabupaten Papua Barat, Papua. Didapatkan 4 data sumur yaitu A2, A4, A5, dan A6 pada Lapangan 'X' Cekungan Bintuni (Gambar 1).

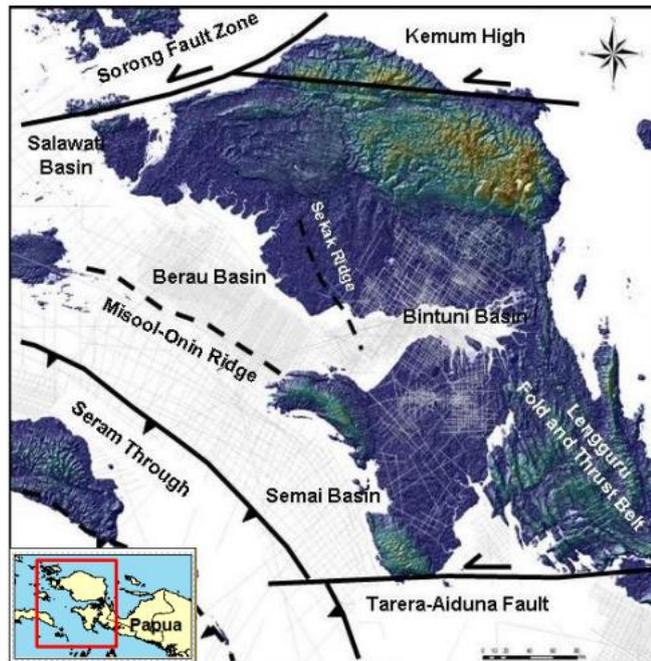


Gambar 1. Peta Daerah Penelitian

2.2 Geologi Regional

Cekungan Bintuni merupakan cekungan dengan luas $\pm 30.000 \text{ km}^2$ yang cenderung berarah utara-selatan dengan umur Tersier Akhir yang berkembang pesat selama proses pengangkat LFB ke timur dan Blok Kemum dari sebelah utara. Cekungan ini di sebelah timur berbatasan dengan Sesar Arguni, di

depannya terdapat LFB yang terdiri dari batuan klastik berumur Mesozoik dan batugamping berumur Tersier yang mengalami perlipatan dan tersesarkan. Di sebelah barat cekungan ini ditandai dengan adanya tinggian struktural, yaitu Pegunungan Sekak yang meluas sampai ke utara, di sebelah utara terdapat Dataran Tinggi Ayamaru yang memisahkan Cekungan Bintuni dengan Cekungan Salawati yang memproduksi minyak bumi. Di sebelah selatan, Cekungan Bintuni dibatasi oleh Sesar Tarera–Aiduna, sesar ini paralel dengan Sesar Sorong yang terletak di sebelah utara KB. Kedua sesar ini merupakan sesar utama di daerah Papua Barat (Martén, 2012). Gambar 2 merupakan ilustrasi cekungan bintuni di kawasan Kepala Burung.



Gambar 2. Peta geologi regional Kepala Burung (KB) (Toisuta, 2009)

Geomorfologi Papua Barat mengalami deformasi pada umur Tersier Akhir, pada masa ini terjadi proses transgresi yang besar yang berarah barat daya dan berakhir pada *New Guinea Mobile Belt*, sehingga berbentuk kepala dan leher burung. Tatanan geologi daerah KB dibentuk oleh adanya kompresi pada umur Paleogen tepatnya Oligose-Resen. Kompresi ini disebabkan karena adanya *oblique convergent* antara Lempeng Indo-Australia yang bergerak ke arah barat laut dan Lempeng Pasifik yang bergerak ke arah tenggara.

Cekungan Bintuni merupakan cekungan Tersier di selatan Blok Kemum, di bagian timurnya dibatasi oleh jalur lipatan Anjakan Lengguru. Cekungan ini dipisahkan dari Cekungan Salawati oleh Paparan Ayamaru dan dari Cekungan Berau oleh Perbukitan Sekak. Struktur elemen penting yang berada di daerah KB (Gambar 3) antara lain:

1. Sesar Sorong

Sesar Sorong adalah salah satu sesar mayor yang terletak di sebelah utara KB, dengan arah sesar berarah timur-barat. Jenis Sesar Sorong ini yaitu sesar mendatar kiri (*left-lateral strike-slip fault*).

2. Sesar Tarrera Aiduna

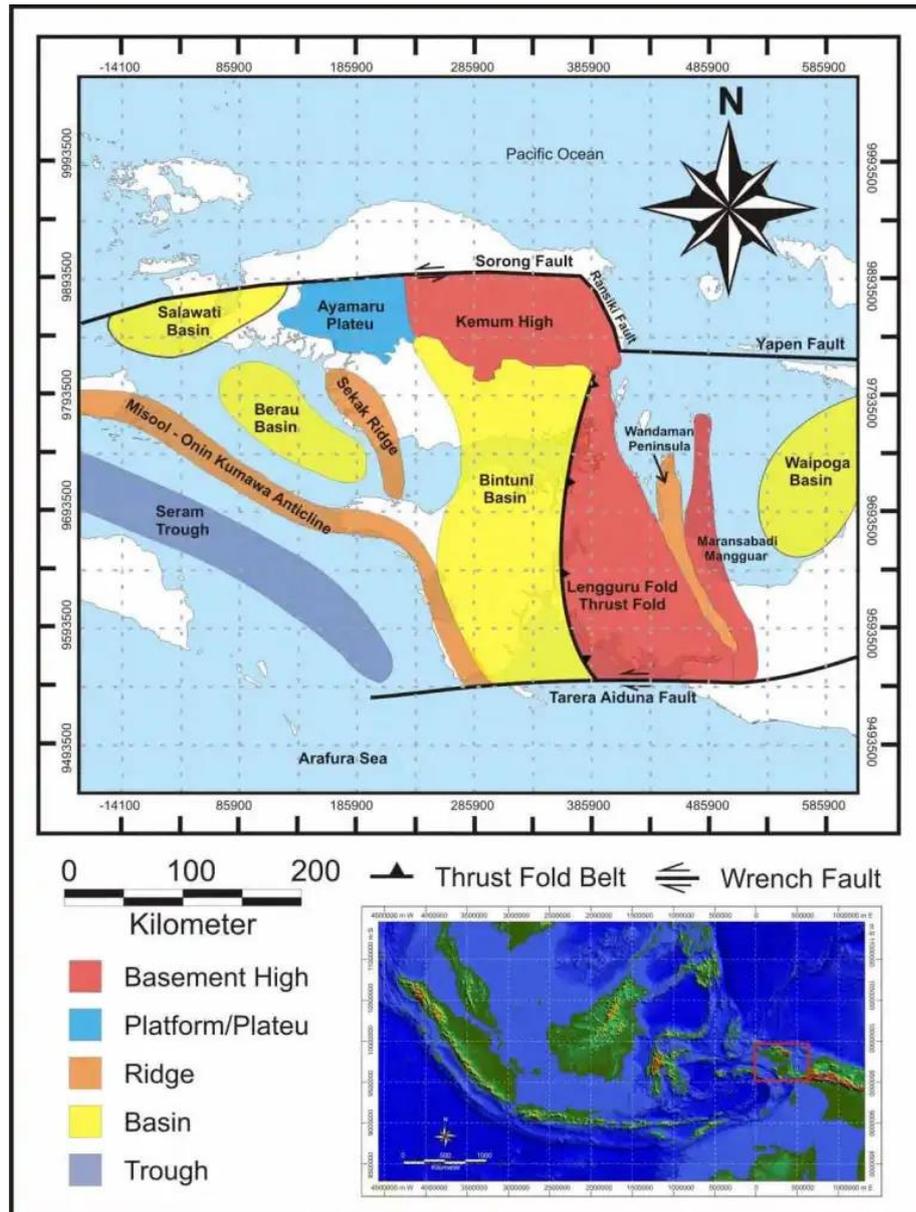
Sesar Tarrera Aiduna merupakan sesar mayor yang berada di daerah KB dimana sesar ini terletak di sebelah selatan dengan arah sesar barat-timur.

3. Lengguru *Fold-Belt* (LFB)

LFB merupakan serangkaian antiklin yang mempunyai arah umum Barat Laut-Tenggara, yang kemudian terangkat ketika terjadi proses *oblique convergent* antara Lempeng Pasifik-Indo Australia. Di sebelah selatan, LFB ini dipotong oleh sesar Tarrera Aiduna. Pada saat LFB ini terbentuk, mengakibatkan adanya penurunan (*subsidence*), sehingga mengalami sedimentasi pada cekungan LFB sebagian besar tersusun atas kelompok *New Guinea Limestone* (NGL) yang mengisi Cekungan Bintuni.

4. *Seram Through*

Palung Seram berada di sebelah barat daya KB. Sesar ini terbentuk akibat adanya konvergen Lempeng Australia.



Gambar 3. Elemen tektonik Kepala Burung (KB) (Pigram, 1981)

2.3. Tektonik Regional

Cekungan Bintuni berada di sekitar tumbukan dari tiga lempeng, yaitu Lempeng Eurasia, Lempeng Hindia Australia, dan Lempeng Pasifik, sejarah dari Cekungan Bintuni sangat kompleks. Menurut Lemigas (2009), episode tektonik dan struktur geologi yang berkembang tidak dapat dipisahkan dari 4 tektonik dalam skala besar yang terjadi di kawasan Timur Indonesia dan Australia, yaitu:

- a. *Rifting* Awal Jura di sepanjang batas utara Lempeng Australia (Pulau Papua New Guinea).
- b. *Rifting* Awal Jura di sepanjang barat laut Paparan Australia termasuk Palung Aru (*NW shelf rift*).
- c. Kolosi Neogen dari Lempeng Pasifik dan Lempeng Australia, serta subduksi pada Palung New Guinea yang menghasilkan jalur perlipatan Papua dan Lengguru.
- d. Kolosi Neogen dari Jalur Banda dengan Lempeng Australia yang membentuk Jalur Kepulauan Kumawa-Onin-Misool.

Semua episode tektonik tersebut berimplikasi pada kompleksitas tataan struktur di Papua bagian barat terutama di daerah Lengguru dan Babo pada bagian Leher Kepala Burung.

2.4. Stratigrafi Regional

Susunan litologi daerah Kepala Burung periode pra-tumbukan dianggap sebagai bagian dari Benua Indo-Australia, sehingga susunan endapan sedimen periode ini dapat diilustrasikan melalui perkembangan tektonik dan stratigrafi cekungan Benua Indo-Australia bagian utara (Henage, 1993)

Stratigrafi Pratersier Cekungan Bintuni tidak terlepas dari stratigrafi daerah Kepala Burung secara umum. Menurut Lemigas (2009), batuan tertua yang diendapkan adalah Formasi Kemum berumur Silur sampai Devon yang seiring perjalanan waktu telah terdeformasi sangat kuat.

Sedimen Kelompok Aifam kemudian menumpang di atasnya secara tidak selaras. Kelompok tersebut meliputi Formasi Aimau yang berumur Karbon, Formasi Aifat yang berumur Karbon sampai Perem, dan Formasi Ainim yang berumur Perem Akhir sampai Trias Awal.

Formasi Tipuma yang berumur Trias sampai Jura Awal menindih secara tidak selaras Formasi Ainim. formasi ini diendapkan secara tidak selaras dengan

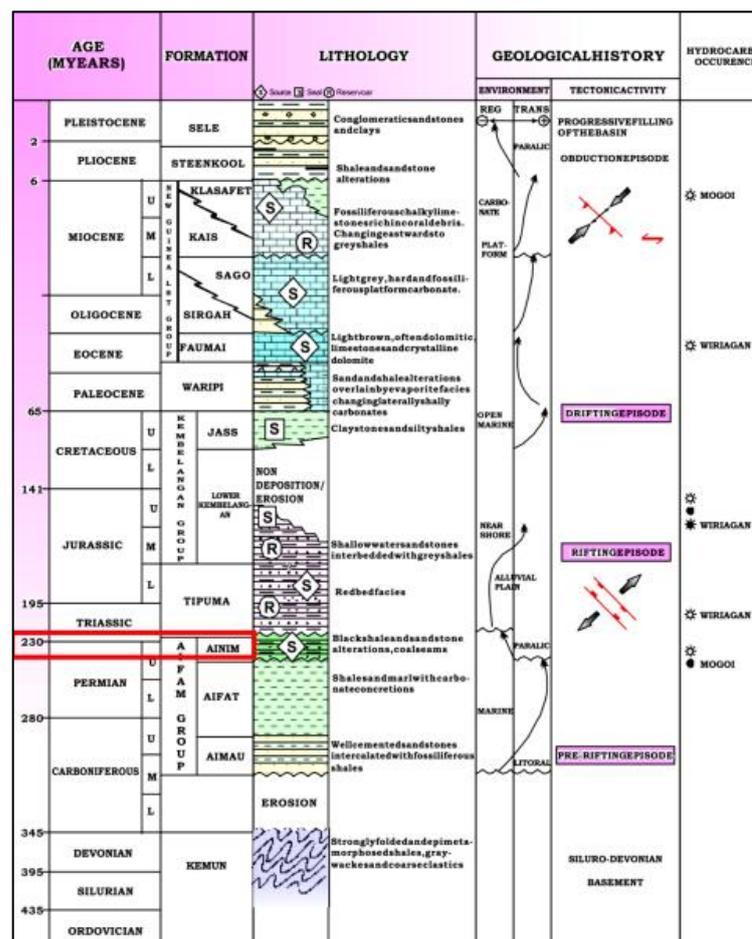
batuannya meliputi batupasir dan serpih. Diendapkan pada lingkungan alluvial-kontinental dengan regresi laut. Formasi ini tersingkap didaerah barat Papua, dibatasi oleh tinggian-tinggian tua dan mengisi graben-graben yang ada.

Endapan Kelompok Kambelangan kemudian menindih diatas Formasi Tipuma secara selaras. Kelompok Kambelangan meliputi Formasi Kambelangan Bawah dan Formasi Jass. Dalam Kelompok ini, Formasi Kambelangan Bawah yang berupa endapan pasir laut dangkal yang berlapis dengan serpih berumur Jura Tengah sampai Akhir ditindih secara tidak selaras oleh Formasi Jass yang berumur Kapur Akhir terdiri dari perlapisan batulempung dan serpih lanauan. Di atas Formasi Jass adalah sedimen berumur Tersier (Gambar 4). Sedimen Pratersier yang mempunyai potensi menjadi elemen esensial sistem minyak, yaitu batupasir Formasi Tipuma dan Kambelangan Bawah sebagai reservoir, serta serpih Formasi Ainim, Tipuma, Kambelangan Bawah, dan Jass sebagai batuan sumber.

Perkins dan Livsey (1993) menyatakan bahwa stratigrafi pada *Jurassic Petroleum System* terdiri dari 3 megasekuen yang berasoasi dengan *rifting* pada Paleozoikum. Adapun 3 megasekuen tersebut adalah:

1. Sekuen *Pre-Rift* yang terdiri dari endapan yang berumur Pre-Permian. Sekuen pengendapan *pre-rift* ini terdiri dari serpih, batupasir, dan batulempung yang berumur Karbon.
2. Sekuen *Syn-Rift* yang terdiri dari endapan yang berumur Permian hingga Triassic Tengah dengan litologi berupa batupasir, batulempung, dan batubara pada lingkungan pengendapan fluvial hingga danau. Endapan pada fase ini dikenal dengan Kelompok Aifam yang terdiri dari Formasi Aimau yang merupakan batupasir lempungan, kemudian Formasi Aifat yang diendapkan pada lingkungan laut. Formasi ini terdiri dari batulempung dengan konkresi batuan karbonat. Formasi terakhir yang diendapkan di kelompok ini adalah Formasi Ainim yang terdiri dari batulempung dan batupasir.

3. Sekuen *Post-Rift* yang terdiri dari endapan yang berumur Triassic hingga Jurassic. Pada saat Triassic, terjadi iklim kering dan oksidasi tinggi sehingga diendapkan fasies *red-bed*. Pada fase ini juga terjadi *uplifting* sehingga menyebabkan kondisi non-deposisi pada area yang luas atau *unconformity* pada bagian Utara cekungan. Pada awal *Jurassic*, terjadi kenaikan muka air laut global (*transgressive*) sehingga terjadi pengendapan pada lingkungan fluvial menuju ke arah delta dan laut dangkal. Litologi dari pengendapan ini berupa batupasir dan serpih yang kemudian menjadi reservoir di lapangan “Iriyanti”. Endapan *Post-Rift* ini dikenal dengan Kelompok Kembelangan. Pengendapan terjadi dengan arah Utara ke Selatan dengan ciri penebalan ke arah Selatan. Di bagian Utara selain terendapkan sedimen yang lebih tipis, juga terjadi *onlapping* akibat terjadinya *uplifting* pada Triassic akhir di bagian Utara cekungan.



Gambar 4. Stratigrafi daerah Kepala Burung Papua Barat (Setyaningsih, 2014)

2.5. Petroleum System Cekungan Bintuni

Cekungan Bintuni sudah menjadi cekungan produksi. Minyak ditemukan pertama kali pada tahun 1938 oleh NNPGM di ladang Mogoi dan Washian. Penemuan terbaru adalah lubang Williagar yang dilakukan oleh Conoco pada tahun 1981.

2.5.1. Batuan Induk (*Source Rock*)

Beberapa formasi di Cekungan Bintuni mempunyai potensi sebagai batuan induk, yakni: serpih formasi Ainim, serpih dan Batubara Formasi Tipuma, serpih Formasi Kembelangan, dan serpih Formasi Jass. Namun serpih hitam Formasi Ainin dengan kandungan TOC sekitar (0,75% hingga 1,53%) dan serpih Tipuma bagian atas (0,946% hingga 1,40%) mempunyai potensi yang paling besar.

2.5.2. Migrasi

Migrasi hidrokarbon, merupakan proses perpindahan hidrokarbon dari lapisan induk menuju ke lapisan resevoir untuk dikonsentrasikan didalamnya. Untuk arah migrasi yaitu dari cekungan menuju ke perangkap yaitu suatu perangkap antiklin. Migrasi tersebut melewati suatu adanya sesar normal yang terbentuk pada daerah Bintuni.

2.5.3. Batuan

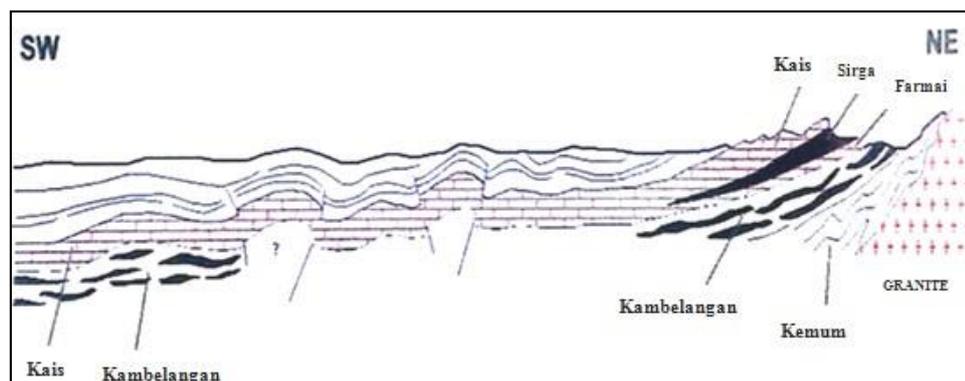
Reservoir Batuan reservoir Pra-Tersier adalah batupasir Formasi Tipuma (yang diendapkan pada lingkungan pantai-delta), dan batupasir gampingan Formasi Kombelangan bagian atas. Batuan reservoir Tersier terdapat batupasir Formasi Waripi dan batugamping Formasi Kais. Batuan yang berperan sebagai reservoir pada cekungan ini merupakan batuan yang memiliki porositas dan permeabilitas yang baik.

2.5.4. Batuan Tudung

Batuan penutup yang terbentuk pada batuan Pra-tercier tersusun atas serpih kelabu yang menutupi batupasir formasi Tipuma, sedangkan batuan penutup yang terbentuk pada batuan zaman terciar tersusun atas serpih kelabu yang menutupi batupasir formasi Tipuma. Formasi Tipuma, tersusun dari batulempung (formasi Klasfette) di atas batugamping terumbu.

2.5.5. Perangkap (Trap)

Perangkap tektonik terutama terbentuk karena adanya system sesar blok yang terbentuk setelah fase pevah. Perangkap stratigrafi terciar merupakan batulumpur formasi Klasafet yang melapisi batugamping terumbu (formasi Kais dan Sekau).



Gambar 5. *Petroleum System* Cekungan Bintuni (Lemigas, 2009)

2.6 Penelitian Terdahulu

Putri (2017) telah melakukan penelitian dengan tujuan melakukan analisis kuantitatif untuk menentukan parameter nilai volume shale, porositas efektif dan saturasi air pada zona produktif masing-masing sumur pada lapangan “HLP” Cekungan Bintuni, Papua Barat. Adapun data yang digunakan adalah data *log* dan data *core*. Dari hasil Analisa kuantitatif, didapatkan nilai saturasi air pada sumur H2 26%, sumur H4 31%, sumur H5 31%, dan sumur H6 23%. Berdasarkan nilai saturasi air, maka dapat dikatakan bahwa pada masing-masing sumur pada zona target lapangan “HLP” Cekungan Bintuni, Papua

Barat mengandung fluida gas. Pada penelitian ini menggunakan data *core*, namun tidak dilakukan perbandingan antara hasil dari perhitungan *log* dan data *core*.

Irawan (2009) telah melakukan penelitian dengan tujuan menganalisis data *log* untuk menentukan interval zona hidrokarbon, porositas, saturasi air, permeabilitas. Data yang digunakan yaitu data primer, yang berupa data *log GR*, *log SP*, *log resistivity*, *log neutron*, dan *log densitas*. Adapun data lain yaitu data sekunder berupa kolom stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara dan data *master log*. Untuk zona yang terisi hidrokarbon pada umumnya ditunjukkan dengan nilai resistivitas yang tinggi dan untuk zona terisi air ditunjukkan dengan resistivitas yang rendah, hal ini dikarenakan air bersifat konduktif dan minyak bersifat resistif. Pada daerah yang terisi hidrokarbon kurva *log densitas* dan *log neutron* pada skala yang sama menunjukkan separasi positif. Pada daerah yang terindikasi dengan hidrokarbon menunjukkan nilai yang lebih rendah. Sebaliknya, untuk *log densitas* pada daerah yang terisi hidrokarbon menunjukkan nilai yang tinggi, karena itu terjadi separasi positif pada daerah yang terisi dengan hidrokarbon. Pada perhitungan nilai S_w tiap sumur menggunakan persamaan Archie, dikarenakan pada reservoir batuan karbonat pengaruh lempung tidak terlalu besar dibandingkan dengan reservoir pada batu pasir. Dari hasil analisis data dan pembahasan didapatkan nilai porositas tertinggi yaitu 17,6% dan saturasi air terendah dengan nilai 32,8%, dengan variasi nilai R_w dari 0,078 – 0,289 ohm meter. Dengan perhitungan yang telah dilakukan, maka nilai saturasi air relatif rendah dengan nilai porositas yang tidak terlalu jelek jika dibandingkan daerah sekitarnya.

Prihadita (2021) telah melakukan penelitian terkait pengolahan data *log* yang menghasilkan nilai porositas efektif, kemudian dari hasil perhitungan data *log*, dibandingkan dengan nilai porositas dari pengukuran *core*. Adapun data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data *log* dan data *core*. Nilai porositas *core* dianggap nilai porositas yang mewakili nilai porositas sesungguhnya di dalam formasi, karena nilai porositas *core* didapat dari sampel batuan (*core*)

yang diambil langsung dari formasi kemudian di analisis di dalam laboratorium. Sedangkan nilai porositas *log* didapat dari dua log porositas yang umumnya yaitu *log* densitas dan *log* neutron (Alsa, 2014). Berdasarkan hasil grafik perbandingan, dapat diketahui bahwa pada sumur A-1 dan sumur B-1 memiliki nilai R atau tingkat korelasi yang tinggi. Semakin besar nilai korelasi maka semakin baik hubungan antara pengukuran *core* dengan perhitungan *log*. Jadi, jika hasil perhitungan tidak jauh berbeda dengan hasil pengukuran *core* maka dapat disimpulkan bahwa target tersebut dapat dipakai hasil perhitungan dan manandakan bahwa hasil perhitungan log sesuai dengan kondisi yang ada di lapangan. Hasil dari porositas pada suatu target reservoir dengan menggunakan data *log* dan data pengukuran *core* dapat menghasilkan nilai yang berbeda, hal ini dikarenakan data pengukuran *core* diperoleh dengan cara dan prinsip yang berbeda dengan perhitungan *log* (Nuryanto, 2014)

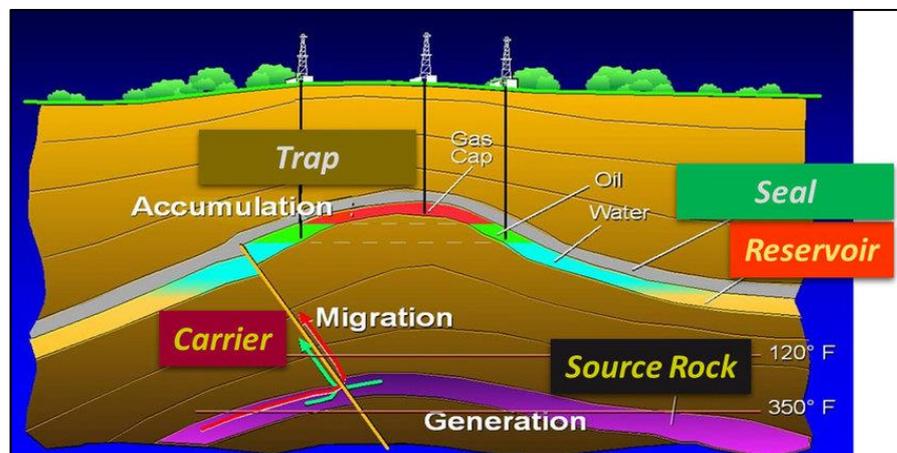
III. TEORI DASAR

3.1 . *Petroleum System*

Dalam *petroleum system*, pertimbangannya mencakup batuan sumber (*source rock*), pematangan (maturasi), reservoir, migrasi, *timing*, perangkat (*trap*) dan batuan penyekat (*sealing rock*).

- a. Batuan induk (*source rock*) adalah endapan yang mengandung bahan-bahan organik yang dapat menghasilkan minyak dan gas jika endapannya dikubur dan dipanaskan.
- b. Maturasi adalah suatu proses biologi, fisik dan kimia yang mengubah kerogen menjadi minyak atau gas alam. Proses maturasi diawali dengan pengendapan yang kaya bahan organik. Selama tahap ini, terjadi reaksi pada suhu rendah yang melibatkan bakteri *anaerobic* yang mereduksi oksigen, nitrogen dan sulfur untuk menghasilkan konsentrasi hidrokarbon.
- c. Reservoir adalah batuan yang mampu menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon. Dengan kata lain batuan tersebut harus memiliki porositas dan permeabilitas. Jenis reservoir umumnya batu pasir dan batuan karbonat dengan porositas 15 – 30% (baik porositas primer maupun sekunder) serta permeabilitas minimum sekitar 1 mD (mili Darcy) untuk gas dan 10 Md untuk minyak ringan (*light oil*).
- d. Proses migrasi diawali dengan migrasi primer, yaitu migrasi langsung dari batuan induk ke reservoir. Migrasi kemudian terjadi di dalam batuan reservoir itu sendiri (dari reservoir dalam ke reservoir dangkal).

- e. *Timing* memasukkan minyak atau gas alam ke dalam perangkap sangatlah penting. Hal ini karena perangkap perlu dibentuk sebelum migrasi. Jika hal ini tidak terjadi, hidrokarbon sudah melewatinya sebelum perangkap terbentuk.
- f. *Trap* merupakan perangkap hidrokarbon, dimana perangkap ini terdiri dari perangkap stratigrafi, perangkap struktur dan kombinasi dari keduanya.
- g. *Seal* adalah sistem batuan penyekat yang bersifat tidak permeabel seperti batulempung atau mudstone, anhydrite dan garam (Abdullah, 2012).



Gambar 6. *Petroleum system* (Craig, J. dan Quagliaroli, 2020)

3.2. *Well logging*

Well logging adalah metode pengukuran kuantitas fisik batuan pada kedalaman sumur. Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, dan saturasi hidrokarbon. Disisi lain, tujuan utama dari penggunaan metode ini adalah untuk menentukan zona dan memperkirakan jumlah minyak dan gas di reservoir. (Harsono, 1997)

Well logging merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan kedalam lubang sumur untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan (Schlumberger, 1989)

Well logging secara sederhana diartikan sebagai suatu pencatatan perekaman penggambaran sifat, karakter, ciri, data, keterangan, dan urutan bawah permukaan secara bersambung dan teratur selaras dengan majunya alat yang dipakai. Sehingga diagram yang dihasilkan merupakan gambaran hubungan antara kedalaman (*depth*) dengan karakter atau sifat yang ada pada formasi tersebut (Rider, 1996)

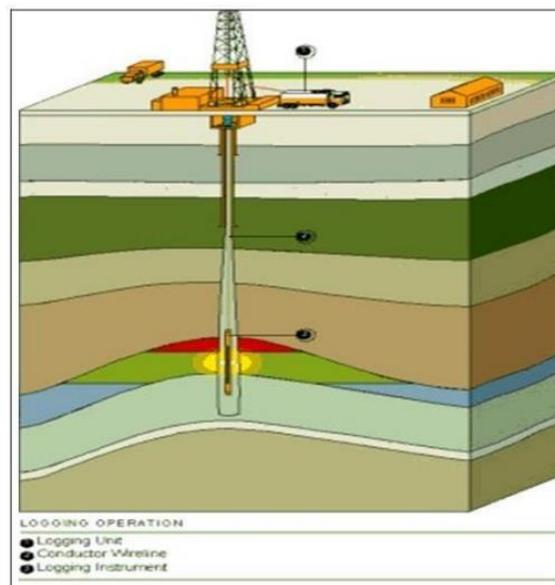
Well Logging dapat digunakan untuk mengetahui sifat fisika suatu batuan dengan menggabungkan dua metode yaitu interpretasi data rekaman *log* di lapangan dan analisis batuan inti di laboratorium. Interpretasi data *log* dapat diartikan sebagai metode pendukung dalam usaha evaluasi formasi dengan cara menggunakan hasil perekaman alat *survey logging* sebagai sumber informasi yang utama. Interpretasi sendiri dapat dilakukan secara kuantitatif maupun kualitatif (Dewanto, 2009)

Kata *logging* berasal dari kata “*log*” dari Bahasa Inggris yang berarti catatan atau rekaman. Sedangkan pengertian *logging* adalah mengumpulkan data bawah permukaan agar dapat digunakan untuk melakukan penilaian terhadap formasi yang meliputi zona reservoir, kandungan formasi (fluida), petrofisik *reservoir* dan tekanan bawah permukaan (Setyowiyoto, J. dan Surjono, 2002)

Dalam pelaksanaan *well logging* truk *logging* diatur segaris dengan kepala, kabel *logging* dimasukkan melalui dua buah roda-katrol. Roda katrol atas diikat pada sebuah alat pengukur tegangan kabel. Di dalam kabin *logging* atau truk *logging* terdapat alat penunjuk beban yang menunjukkan tegangan kabel atau berat total alat. Roda katrol bawah diikat pada struktur menara bor dekat dengan mulut Sumur. Setelah alat-alat *logging* disambungkan menjadi satu diadakan serangkaian pemeriksaan ulang dan kalibrasi sekali lagi dilakukan supaya yakin bahwa alat berfungsi dengan baik dan tidak terpengaruh oleh suhu tinggi atau lumpur. Alat *logging* kemudian ditarik dengan kecepatan tetap, maka dimulailah proses perekaman data. Untuk mengumpulkan semua data

yang diperlukan, seringkali diadakan beberapa kali perekaman dengan kombinasi alat yang berbeda (Siallagan, 2017). Sistem pengiriman data di lapangan dapat menggunakan jasa satelit atau telepon, sehingga data *log* dari lapangan dapat langsung dikirim ke pusat komputer untuk diolah lebih lanjut.

Pelaksanaan *wireline logging* merupakan kegiatan yang dilakukan dari memasukkan alat yang disebut sonde ke dalam lubang pemboran sampai ke dasar lubang. Pencatatan dilakukan dengan menarik sonde tersebut dari dasar lubang sampai ke kedalaman yang diinginkan dengan kecepatan yang tetap dan menerus. Kegiatan ini dilakukan segera setelah pekerjaan pengeboran selesai. Hasil pengukuran atau pencatatan tersebut disajikan dalam kurva *log* vertikal yang sebanding dengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai keperluan pemakainya.



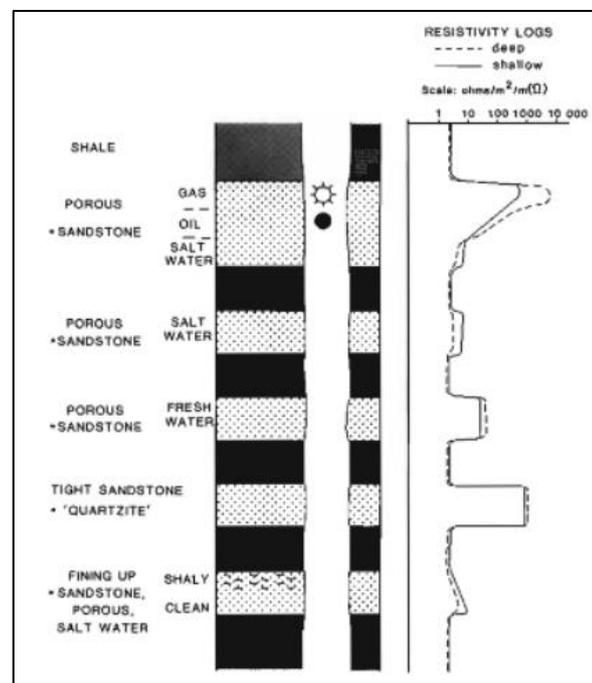
Gambar 7. Operasi kegiatan logging (Mastoadji, 2007)

3.3. Jenis - Jenis *Log*

Terdapat beberapa jenis *log* yang sering digunakan dalam interpretasi diantaranya yaitu :

3.3.1. Log Resistivitas

Log Resistivitas, digunakan dalam mendeterminasi zona hidrokarbon, porositas resistivitas dan mengindikasikan zona permeabel. Resistivitas itu sendiri ialah kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan. Adapun kemampuan batuan dalam menghantarkan arus listrik bergantung pada fluida dan pori. Resistivitas akan bernilai rendah jika batuan mudah mengalirkan arus listrik, sedangkan bernilai tinggi jika batuan sulit mengalirkan arus listrik (Harsono, 1997). Ada beberapa prinsip umum *log resistivitas* sebagai indikator jenis litologi dan fluida. Menurut (Gambar 8) tidak ada pemisahan antara log resistivitas dalam dan dangkal ketika formasi *impermeable* (serpih). Sebaliknya, pemisahan antara dua log resistivitas menunjukkan zona permeabel (batu pasir). Resistivitas tinggi dalam formasi batu pasir yang ketat terkait dengan sementasi atau kompaksi. Sedangkan batupasir berpori yang diisi dengan air menunjukkan resistivitas yang rendah (Javid, 2013)



Gambar 8. Respon *log resistivitas* yang khas (Rider, 1996)

Menurut Harsono (1997) resistivitas suatu formasi bergantung dalam resistivitas air, banyaknya kandungan fluida dan struktur geometri pori. Batuan dengan jenis permeabel memiliki resistivitas yang dipengaruhi jenis batuan dan fluida pengisi pori batuan. Berdasarkan jangkauan pengukuran, log resistivitas dapat dibedakan menjadi tiga macam yaitu:

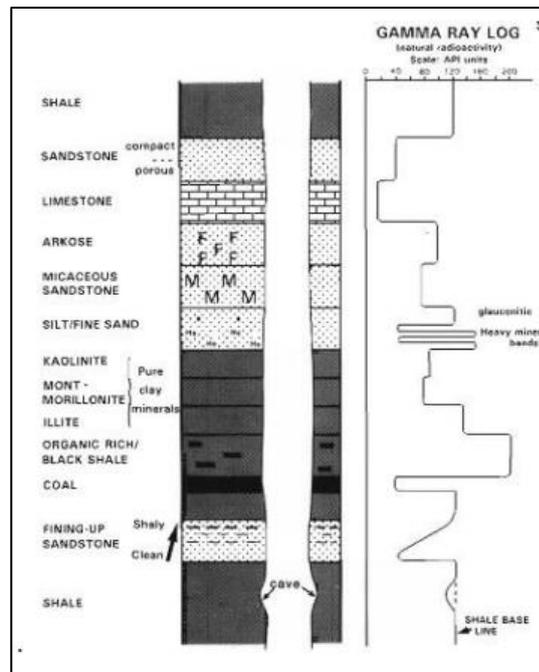
1. *Lateral Log Shallow* (LLS) merupakan suatu pengukuran dengan jangkauan yang dangkal, hal tersebut untuk mengukur harga resistivitas daerah *flushed zone* (Rxo).
2. *Lateral Log Medium* (LLM) merupakan pengukuran dengan jangka sedang yang mana pengukuran ini untuk mengukur nilai resistivitas *transition zone*.
3. *Lateral Log Deep* (LLD) merupakan pengukuran dengan jangkauan paling dalam yang mana untuk mengukur nilai resistivitas formasi pada daerah *uninvaded zone*.

Resistivitas formasi batuan merupakan salah satu parameter utama dalam menentukan saturasi air (*water saturation*) yang berguna untuk mencari kandungan saturasi hidrokarbon.

3.3.2 Log radioaktif

Log radioaktif, terdiri dari log GR (*Gamma Ray*) yang digunakan untuk mengukur radioaktivitas alami suatu formasi yang berasal dari tiga unsur radioaktif diantaranya Thorium (Th), Potassium (K) dan Uranium (U). Kegunaan dari log ini antara lain untuk memperkirakan kandungan lempung, menentukan lapisan permeabel, melakukan korelasi antar sumur, dan melakukan *depth matching* antara logging yang berurutan. Partikel radioaktif dapat ditemui pada formasi berukuran lempung sehingga nilai *gamma ray* tinggi diindikasikan sebagai *shale*, sedangkan nilai *gamma ray* rendah diindikasikan sebagai batupasir dan karbonat. Log GR diskala dalam satuan API (GAPI), diskala dari kiri ke kanan dalam 0-100 atau 0-150 GAPI. Log GR biasanya ditampilkan pada kolom pertama, bersama-sama kurva log SP dan Caliper. Serpih memiliki tingkat radiasi yang lebih tinggi dibandingkan batuan lain

karena unsur-unsur radioaktif cenderung mengendap di lapisan serpih yang impermeable. Pada formasi permeable memiliki tingkat radiasi sinar gamma yang lebih rendah dan respon kurva akan cenderung ke kiri. Sehingga Log GR adalah Log permeabilitas yang bagus sekali karena mampu memisahkan dengan baik antara lapisan impermeable dari lapisan permeable (Gambar 9).



Gambar 9. Respon kurva *log gamma ray* (Rider, 1996)

3.3.1 Log porositas

Log porositas yang terdiri dari *log* densitas (RHOB) dan *log* neutron (NPHI).

- a. *Log* Densitas, digunakan untuk mengukur berat jenis batuan dan membedakan minyak dari gas. Prinsip kerja log ini yaitu menembakkan sinar gamma yang dianggap sebagai partikel bergerak dengan kecepatan tinggi dimana banyak energi sinar *gamma* yang hilang menunjukkan densitas elektron di dalam formasi. Adapun densitas elektron ini merupakan indikasi dari densitas suatu formasi (Rider, 2002) *Log* densitas dapat menentukan porositas batuan dengan bantuan *log* neutron. Pada Gambar 10 di bawah ini, merupakan gambaran respon *Log* densitas terhadap jenis litologi batuan. Semakin lemahnya energi yang kembali menunjukkan semakin banyaknya elektron-elektron dalam batuan, yang

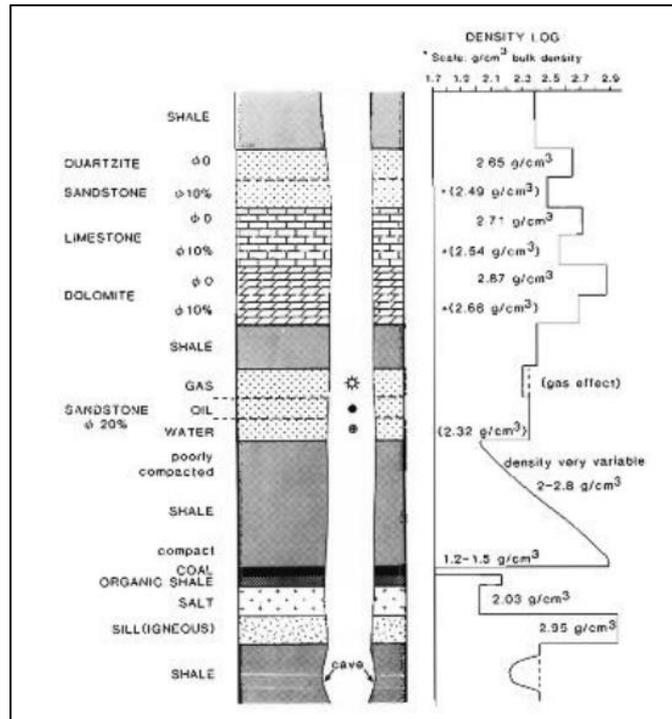
berarti semakin padat butiran penyusun batuan persatuan volume. Besar kecilnya energi yang diterima oleh detektor tergantung dari:

1. Besarnya densitas kandungan yang ada dalam pori-pori batuan.
2. Besarnya porositas batuan.
3. Besarnya densitas matriks batuan (Afriani, dkk. dalam Kumalasari, 2018)

Pada Tabel 1 berikut ini menjelaskan klasifikasi nilai densitas batuan berdasarkan jenis batumannya, menurut (Telford, dkk 1990)

Tabel 1. Klasifikasi nilai densitas berdasarkan jenis batuan (Telford, 1990).

Rock Type (Sediments)	Density Range (gr/cm³)	Density Average (gr/cm³)
Overbuden		1.92
Soil	1.2-2.4	1.92
Clay	1.63-2.6	2.21
Gravel	1.7-2.4	2
Sand	1.7-2.3	2
Sandstone	1.61-2.76	2.35
Shale	1.77-3.2	2.4
Limestone	1.93-2.90	2.55
Dolomite	2.26-2.90	2.7



Gambar 10. Identifikasi litologi berdasarkan *log* densitas (Rider, 1996)

- b. *Log* Neutron, digunakan untuk menentukan nilai porositas efektif suatu batuan dan mengetahui kandungan hidrogen suatu formasi. *Log* ini bekerja dengan cara merekam jumlah neutron yang tertangkap detektor yang sebanding dengan jumlah atom hidrogen. Adapun porositas dari *log* ini berhubungan dengan indeks hidrogen batuan. Jika dalam batuan terdapat banyak kandungan air maka porositas akan berkurang dengan nilai kurva *log* neutron yang tinggi, begitupun sebaliknya.

Log neutron pada (Gambar 11) menunjukkan indeks hidrogen yang diubah menjadi unit porositas neutron. Beberapa faktor yang mempengaruhi nilai porositas pada kurva neutron, yaitu sebagai berikut (Telford, dkk 1990)

1. *Shale* atau *Clay*

Harga porositas neutron akan membesar apabila terdapat kehadiran serpih dalam lapisan *permeable*.

2. Kandungan Air Asin atau Air Tawar

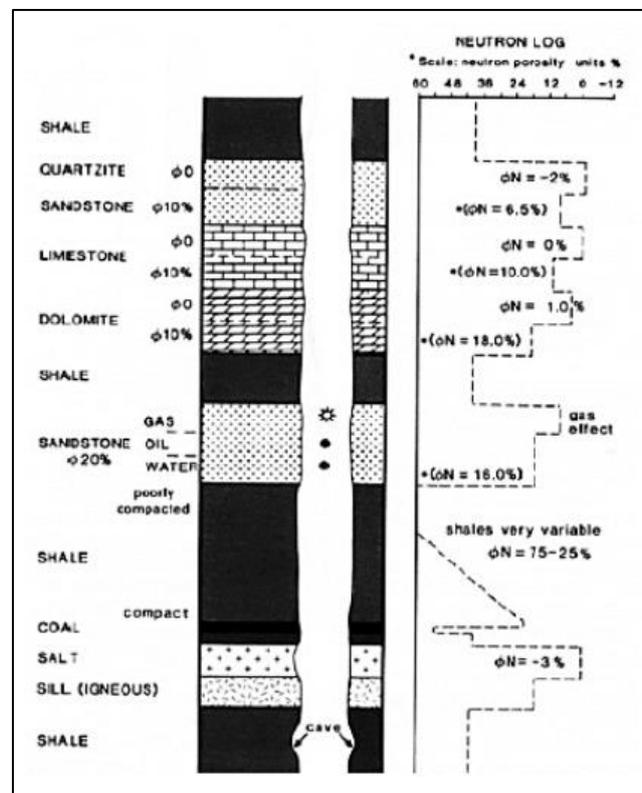
Harga porositas neutron akan membesar jika terdapat kehadiran kandungan air asin maupun air tawar.

3. Kandungan Minyak

Harga porositas neutron akan menurun apabila terdapat sedikitnya persentase air pada batuan yang didominasi oleh minyak.

4. Kandungan Gas

Harga porositas neutron akan mendekati batuan yang kompak yaitu 2 sampai 6 % apabila lapisan tersebut mengandung gas dan sedikit mengandung air.



Gambar 11. Identifikasi Litologi Berdasarkan *Log Neutron* (Rider, 1996)

3.4 Interpretasi *Logging*

Lapisan prospek dapat teridentifikasi dengan melakukan interpretasi *logging*. Interpretasi *logging* ini dibagi menjadi interpretasi kualitatif dan interpretasi kuantitatif. Interpretasi kualitatif dilakukan untuk mengidentifikasi lapisan

poros permeabel dan ada tidaknya fluida. Sedangkan interpretasi kuantitatif dilakukan untuk menentukan harga parameter petrofisika batuan seperti kandungan lempung, porositas batuan, resistivitas fluida saturasi air dan permeabilitas batuan.

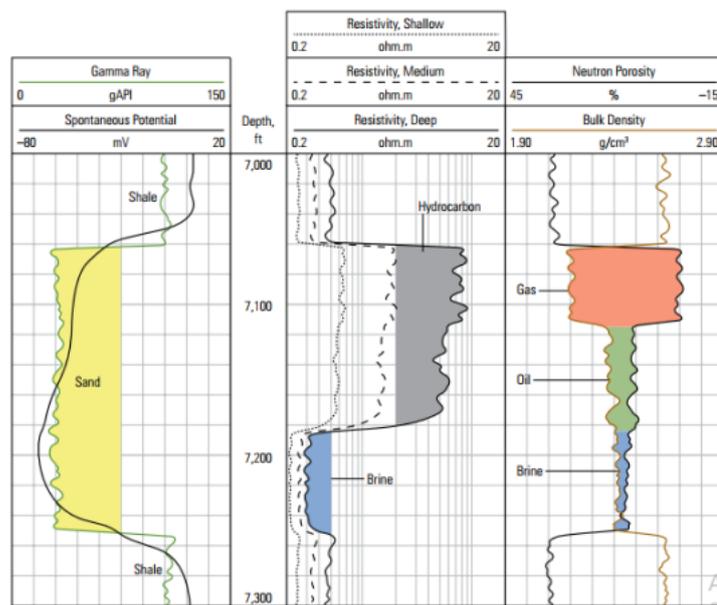
3.4.1 Interpretasi Kualitatif

Setelah *logging*, selanjutnya adalah menginterpretasikan data terukur secara kualitatif untuk menilai kemungkinan terbentuknya sumur permeable dan ada tidaknya fluida. Tujuan dari interpretasi kualitatif ini adalah untuk mengidentifikasi litologi dan fluida hidrokarbon, termasuk identifikasi dasar sumur permeable, ketebalan dan batas lapisan, serta kandungan fluida. Pada interpretasi kualitatif, digunakan *log gamma ray* untuk mengidentifikasi zona permeable. Interpretasi kualitatif berikutnya dilakukan dengan melihat cross-over kurva *neutron porosity hydrogen index* (NPHI) terhadap kurva *bulk density* (RHOB) yang telah di-overlay sebelumnya dengan *range* kurva berlawanan. Kurva dengan *cross-over* pada zona *permeable* mengindikasikan reservoir hidrokarbon (Pratiknyo et al., 2019)

Log gamma ray secara baik mampu memisahkan lapisan *shale* dan *non-shale*. Ini disebabkan karena unsur-unsur radioaktif banyak terendapkan dalam lapisan *shale*. *Log* resistivitas mampu memisahkan litologi umum, seperti lempung yang memiliki nilai resistivitas rendah, gamping yang memiliki nilai resistivitas tinggi, dan mineral batubara yang memiliki nilai resistivitas sangat tinggi. Nilai resistivitas sebageian besar dipengaruhi oleh fluida pengisi ruang pori batuan sehingga untuk jenis kandungan fluida dapat diidentifikasi berdasarkan nilai dari *log* resistivitas. Pemisahan *log* densitas-neutron merupakan salah satu cara terbaik untuk menentukan litologi. Hal ini dapat dicapai jika skala pembacaan *log* densitas dan neutron sesuai. Umumnya skala yang digunakan 1,7-2,7 gr/cm³ untuk *log* densitas dan 0-60 pu untuk *log* neutron. Ketika kedua *log* berhimpit maka zona tersebut diidentifikasi sebagai formasi gamping. Ketika terjadi pemisahan positif yang cukup besar maka zona tersebut merupakan formasi gamping. Dan ketika terjadi

pemisahan negatif, maka zona tersebut merupakan zona formasi batuan pasir (Putri, 2017)

Gambar 12 menunjukkan serangkaian pengukuran logging mungkin mencakup kurva *spontaneous potential*, sinar gamma, resistivitas, neutron, dan densitas dalam satu presentasi. Respon sinar gamma (*Track 1*) membedakan nilai sinar gamma pasir yang rendah dari nilai serpih yang lebih tinggi. Kurva *spontaneous potential* umumnya mengikuti tren yang mirip dengan sinar gamma. Kolom berikutnya, yang disebut trek kedalaman, menunjukkan kedalaman di mana pengukuran dilakukan. Di seberang formasi batupasir, pengukuran resistivitas (*Track 2*) terlihat lebih tinggi di zona hidrokarbon daripada di zona jenuh air di bagian bawah pasir. Baik *porosity neutron dan bulk density* (*Track 3*) memberikan ukuran porositas. Dalam zona *hydrocarbon-bearing zone*, pemisahan kurva bervariasi tergantung pada jenis cairan yang ditemui. Dalam gambar tersebut, pengisi fluida gas memperlihatkan nilai resistivitas yang tinggi dengan defleksi ke kiri dengan separasi *porosity neutron dan bulk density* yang besar. Sedangkan untuk pengisi fluida minyak memperlihatkan nilai resistivitas yang tinggi dengan defleksi ke kiri dengan separasi *porosity neutron dan bulk density* yang sedang.



Gambar 12. Interpretasi kualitatif zona reservoir (Varhaug, 2016)

3.4.2 Interpretasi Kuantitatif

Analisis logging bertujuan untuk mengetahui nilai parameter petrofisika batuan seperti kandungan lempung, porositas batuan, resistivitas fluida, saturasi air dan permeabilitas batuan melalui interpretasi kuantitatif.

3.4.2.1 Penentuan *Volume Shale* (V_{sh})

Volume shale didefinisikan sebagai rasio lempung yang terdapat pada suatu formasi. Banyaknya *shale* yang terkandung di dalam suatu batuan akan menghambat pergerakan fluida di dalam batuan, sehingga akan menjadi kurang baik sebagai batuan reservoir. Perhitungan *volume shale* penting dilakukan karena kandungan *shale* sangat mempengaruhi pembacaan dari kurva log. Perhitungan *volume shale* dapat menggunakan nilai *gamma ray* dengan persamaan sebagai berikut.

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

$$V_{sh} = 0,083 \times ((2^{3,7 \times I_{GR}}) - 1) \quad (2)$$

Dengan keterangan sebagai berikut:

I_{GR} = GR Index

GR_{log} = Nilai GR yang pada log

GR_{min} = Nilai GR minimum pada log

GR_{max} = Nilai GR maksimum pada log

3.4.2.2 Penentuan Porositas (\emptyset)

Porositas adalah perbandingan antara volume ruang yang kosong (poripori) terhadap volume total batuan. Volume pori tersebut merupakan pori-pori yang saling berhubungan, tetapi dapat pula merupakan rongga yang saling terpisah atau tersekat (Graha, 2015). Dalam reservoir minyak, porositas menggambarkan persentase dari total ruang yang tersedia untuk ditempati oleh suatu cairan atau gas.

Porositas berdasarkan proses geologinya diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas primer dan porositas sekunder. Porositas primer merupakan porositas yang terjadi bersamaan atau segera setelah proses pengendapan batuan. Jenis batuan sedimen yang mempunyai porositas primer adalah batuan konglomerat, batu pasir dan karbonat. Porositas sekunder adalah porositas yang terjadi setelah proses pengendapan batuan (batuan sedimen terbentuk), antara lain akibat aksi pelarutan air tanah atau akibat rekahan.

Porositas batuan reservoir dapat diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam persen (Loversen, 1954). Porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (bulk volume) yang dinyatakan dalam persen (Labo, 1987)

Ada beberapa alat untuk menentukan porositas yaitu log neutron, log densitas (semua formasi, tapi pada prinsipnya bekerja pada batuan yang

kurang kompak dan batuan *shaly*), dan *log sonic* (dalam batuan keras dan *consolidated* atau kompak).

a. Porositas Densitas (ϕ_D)

Dalam menentukan porositas batuan dipengaruhi oleh litologi kandungan fluida batuan. Porositas dari *log densitas* dinotasikan dengan (ϕ_D) yang mempunyai harga sesuai dengan persamaan berikut.

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3)$$

Koreksi porositas densitas (ϕ_{DC})

$$\phi_{DC} = \phi_D - (\phi_{Dsh} \times Vsh) \quad (4)$$

Dimana :

ϕ_D = porositas densitas

ρ_{ma} = densitas matriks batuan (g/cm³)

ρ_b = densitas *bulk* yang dibaca pada kurva *log RHOB* (g/cm³)

ρ_f = densitas fluida (air) (g/cm³)

ϕ_{DC} = porositas densitas terkoreksi

ϕ_{Dsh} = porositas densitas *shale*

Vsh = volume *shale* dari nilai Vsh minimal

Berikut merupakan tabel dari nilai densitas matriks berbagai jenis litologi. Nilai ini konstan untuk digunakan dalam persamaan porositas densitas.

Tabel 2. Nilai densitas matriks dan fluida batuan (Schlumberger, 1972)

Litologi	Fluida	ρ_{ma} (kg/m ³)	ρ_f (kg/m ³)
<i>Sandstone</i>	-	2648	-
<i>Limestone</i>	-	2710	-
<i>Dolomite</i>	-	2876	-
-	<i>Fresh Water Mud</i>	-	1000
-	<i>Salts Water Mud</i>	-	1150
-	<i>Oil Mud</i>	-	900

b. Porositas Neutron (ϕ_N)

Log neutron merupakan *log* porositas yang mengukur konsentrasi ion hidrogen pada formasi. Ketika pori terisi dengan gas bukan minyak atau air, maka nilai porositas neutron akan rendah. Hal ini terjadi karena konsentrasi hidrogen pada gas lebih sedikit daripada minyak maupun air. Nilai porositas neutron rendah yang disebabkan karena gas ini disebut *gas effect*. Nilai porositas yang dapat ditentukan dari *log* neutron berupa porositas total dengan persamaan sebagai berikut. Porositas total (ϕ_{total}).

$$\phi_{total} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad (5)$$

Koreksi porositas neutron (ϕ_{NC})

$$\phi_{NC} = \phi_N - (\phi_{Nsh} \times Vsh)$$

Dimana:

ϕ_N = porositas neutron

ϕ_D = porositas densitas

ϕ_{NC} = porositas neutron terkoreksi

ϕ_{Nsh} = porositas neutron *shale*

Vsh = volume *shale* dari nilai Vsh min

c. Porositas Densitas – Neutron (ϕ_e)

Porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (*bulk volume*) yang dinyatakan dalam persen (Labo, 1987). Dapat ditentukan dengan persamaan berikut.

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi_{NC}^2 + \phi_{DC}^2}{2}} \quad (6)$$

Berdasarkan ukuran serta kualitas, porositas pada batuan reservoir dapat dibedakan seperti pada Tabel 3.

Tabel 3. Skala penentuan kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1980)

Harga Porositas	Skala
0-5%	Diabaikan
5-10%	Buruk
10-15%	Cukup
15-20%	Baik
20-25%	Sangat Baik
>25%	Istimewa

3.4.2.3 Penentuan Saturasi Air (S_w)

Saturasi air menggambarkan jumlah fluida air yang mengisi volume batuan. Harsono (1997) menyebutkan untuk bagain volume batuan yang terisi oleh hidrokarbon, disebut dengan saturasi hidrokarbon (S_h) di mana nilainya $1 - S_w$. Perhitungan saturasi air diperlukan di dalam analisis mengingat volume batuan tidak sepenuhnya terisi dengan hidrokarbon, oleh sebab itu perlu dilakukan perhitungan jumlah kandungan air dalam batuan. Menurut Malureanu dkk. (2016) untuk menentukan nilai saturasi air dapat dilakukan dengan banyak cara dengan menggunakan sifat fisik dari batuan, seperti resistivitas sebenarnya, resistivitas air, porositas, *shale volume*, resistivitas *shale*, saturasi, serta faktor sementasi.

Archie (2003) mengembangkan formula untuk mengkalkulasi nilai saturasi air, dengan mengasumsikan reservoir secara murni tersusun atas *clean sand* (pasir murni) dan satu-satunya medium yang konduktif adalah air yang menyaturasi reservoir. Namun, pada formula Archie mengabaikan kenyataan bahwa pada formasi terkadang terdapat kehadiran *shale* yang secara dominan tersusun oleh mineral lempung dan *silt*, hal ini menjadi kekurangan dalam formula S_w dari Archie (Sam-Marcus, 2018).

Adapun persamaan Archie seperti di bawah ini :

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \quad (7)$$

Keterangan

S_w : Saturasi air (%)

m : Faktor sementasi

a : Faktor turtuositas

n : Eksponen saturasi (umumnya 2.0)

ϕ : Porositas efektif (%)

R_w : Resistivitas air formasi

R_t : Resistivitas sebenarnya, dibaca dari kurva resistivitas

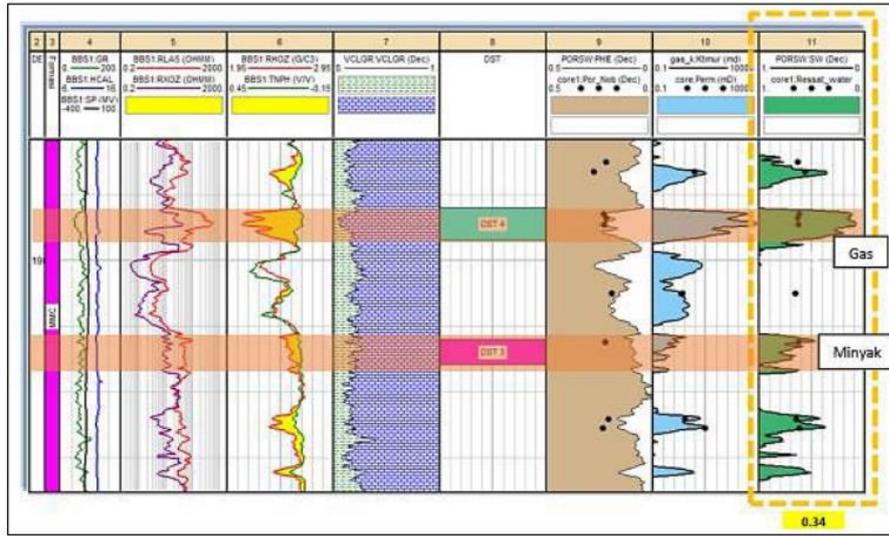
Menurut Adim (1991), penentuan jenis kandungan di dalam reservoir (gas, minyak dan air) didapat dari hasil perhitungan kejenuhan air formasi (S_w) dalam hasil batasan umum harga S_w untuk lapangan yang belum dikenal dimana rentang nilai S_w adalah sebagai berikut:

Tabel 4. Interpretasi Saturasi Fluida hasil data lab (Adim, 1991)

S_o Rata-rata	S_w Rata-rata	Perkiraan Jenis Fluida
< 3%	<50%	Gas
2-5%	<60%	Minyak + Gas
>5%	<50-70%	Minyak
<1%	>70-75%	Air

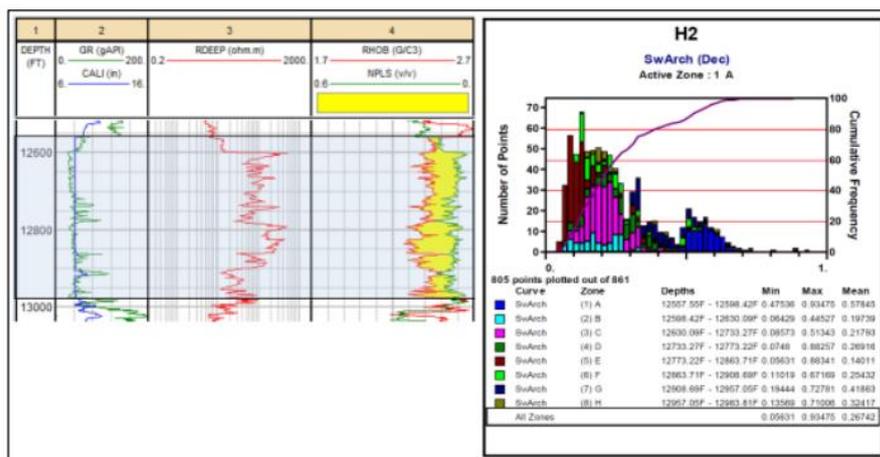
Menguatkan dari pernyataan Adim (1991), dari Gambar 13 yang merupakan penelitian Arief (2018) dapat terlihat bahwasanya zona yang mengandung fluida gas mempunyai separasi antara *log neutron porosity* dan *rho bulk* yang besar serta dihasilkan saturasi air yang rendah dengan defleksi ke kiri. Sedangkan zona yang mengandung fluida minyak mempunyai separasi antara *log neutron porosity* dan *rho bulk* yang sedang serta

dihasilkan saturasi air yang menengah.



Gambar 13. Interpretasi kuantitatif saturasi air (Arief, 2018)

Menurut penelitian Putri (2017) dimana untuk mendukung pernyataan Adim (1991), terlihat pada Gambar 14 dimana untuk log gamma ray yang terekam cenderung rendah dan memberi arti bahwa zona tersebut ialah permeable, dengan perekaman log resistivitas tinggi dan separasi antara log neutron porosity dan rho bulk yang besar. Nilai saturasi air yang terukur ialah 27% dengan kandungan fluida gas.



Gambar 14. Interpretasi kuantitatif berdasarkan saturasi air (Putri, 2017)

Kemudian berdasarkan penelitian Sirait dkk. (2022) dimana dari hasil penelitiannya menyatakan bahwa dengan menggunakan pendekatan dua parameter yakni nilai saturasi air dan melihat pola separasi pada *crossover* secara *quick look* hasilnya nilai saturasi air pada zona terproduktif yaitu 10 – 27.1% yang mana perkiraan jenis fluida reservoir adalah gas. Kemudian pendekatan dari sisi parameter analisa secara *quick look* dari hasil pembacaan separasi pada *crossover* kurva log densitas dan neutron yang membentuk separasi yang relatif besar diindikasikan sebagai zona gas.

3.5 Inti Batuan (*Core*)

Pengertian *Core* adalah suatu sampel atau contoh batuan yang diambil dari bawah permukaan bumi dengan menggunakan metode tertentu. *Core* biasanya dikumpulkan oleh perusahaan minyak atau pertambangan pada kedalaman potensial tertentu untuk digunakan lebih lanjut. Data *core* merupakan data terbaik untuk menentukan kondisi bawah permukaan, tapi karena panjangnya terbatas, maka dituntut untuk mengambil data-data yang ada secara maksimal.

Data yang dikumpulkan meliputi jenis batuan, tekstur, struktur sedimen dan sifat fisik batuan itu sendiri. Selain itu, nilai porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida dapat ditentukan. Tekstur dan struktur batuan sedimen dapat menjelaskan sejarah transpor sedimen, energi pembentukan batuan, genesa, arah arus, mekanisme transportasi dan kecepatan sedimen tersebut diendapkan. Sehingga dari faktor-faktor tersebut dapat ditentukan fasies sedimen dan lingkungan pengendapannya.

Core dibagi menjadi 2, yaitu:

1. *Conventional core*, yaitu *core* yang diambil bersamaan dengan proses pemboran.
2. *Sidewall core*, yaitu *core* yang diambil pada saat melakukan *wireline logging*.

Alasan utama dilakukannya pengambilan data *core* di lapangan yaitu:

1. Keperluan startigrafi, dimana perusahaan minyak akan mengambil data formasi *core* pada daerah *development well*.
2. Keperluan analisis ada tidaknya kandungan hidrokarbon pada formasi tersebut, dimana perusahaan minyak akan mengambil data *core* pada daerah yang belum terbukti ada kenampakan hidrokarbonnya. (*wild cat* atau *exploratory*).

Adapun tujuan pengambilan data *core* secara primer adalah untuk mendapatkan data antara lain:

1. Data detail tentang reservoir (fasies, struktur sedimen, lingkungan pengendapan, umur, tipe porositas, mineralogi, dll).
2. Data petrofisika dan kualitas batuan, seperti porositas, permeabilitas, saturasi, tekanan kapiler, dll.
3. Kalibrasi *log*.
4. Studi *Fracture* dan Struktur

IV. METODE PENELITIAN

4.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Adapun penelitian dilakukan di :

Tempat : Laboratorium Mitigasi Bencana Geologi

Alamat : Jl. Soemantri Brojonegoro No. 1, Gedong Meneng, Kec.
Rajabasa, Kota Bandar Lampung, Lampung.

Tanggal : Desember 2023 s.d Mei 2024

4.2 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

1. Laptop
2. Data *Log* Sumur (.Las)
3. Data *Core*
4. *Software Interactive Petrophysics*
5. *Microsoft Excel*
6. *Microsoft Word*

4.3 Prosedur Penelitian

Adapun prosedur yang digunakan pada penelitian tugas akhir ini yaitu sebagai berikut :

4.3.1 Studi Literatur

Pada tahap awal penelitian dilakukannya studi literatur. Tinjauan pustaka membantu dalam mengumpulkan data-data terkait penelitian seperti tinjauan pustaka dan teori-teori dasar yang dapat mendukung dan memudahkan proses penelitian.

4.3.2 Persiapan dan Pengumpulan Data

Pada tahap selanjutnya yaitu melakukan pengumpulan data. Tahap pengumpulan data merupakan tahap untuk mengumpulkan data yang digunakan dan diperlukan untuk melaksanakan penelitian ini. Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data *log* (.Las), yaitu data sekunder dan data *core*.

4.3.3 Pengolahan Data

Proses pengolahan data menggunakan 2 jenis data yaitu data *log* sumur dan data *core*. Dimana data *log* dan data *core* masing-masing terdiri atas 4 sumur yaitu sumur A2, sumur A4, sumur A5, dan sumur A6. Jenis-jenis *log* yang digunakan pada penelitian ini yaitu *log gamma ray*, *resistivity log*, *density log*, dan *log neutron*. Hal pertama yang dilakukan pada pengolahan data yaitu membuat *triple combo* untuk tiap-tiap sumur dengan bantuan *software Interactive Petrophysics* yang kemudian dianalisis secara kualitatif untuk menentukan zona target reservoir dengan melihat nilai *log gamma ray* yang bernilai rendah, kemudian nilai resistivitas yang tinggi, dan terdapat separasi antara *log neutron* dan *log densitas*. Selanjutnya yaitu melakukan perhitungan nilai *indeks gamma ray* yang digunakan untuk menghitung kandungan *shale* pada batuan yang kemudian digunakan untuk mencari nilai porositas efektif dari masing-masing zona target reservoir yang sudah ditentukan sebelumnya. Kemudian berdasarkan nilai porositas efektif hasil perhitungan *log* dengan nilai porositas hasil perhitungan *core* dilakukan perhitungan saturasi air (S_w) untuk melihat kandungan fluida yang ada pada tiap zona target reservoir pada

tiap sumur tersebut. Sehingga didapatkan nilai S_w hasil perhitungan berdasarkan nilai porositas log dan S_w hasil perhitungan nilai porositas $core$.

4.4 Jadwal Penelitian

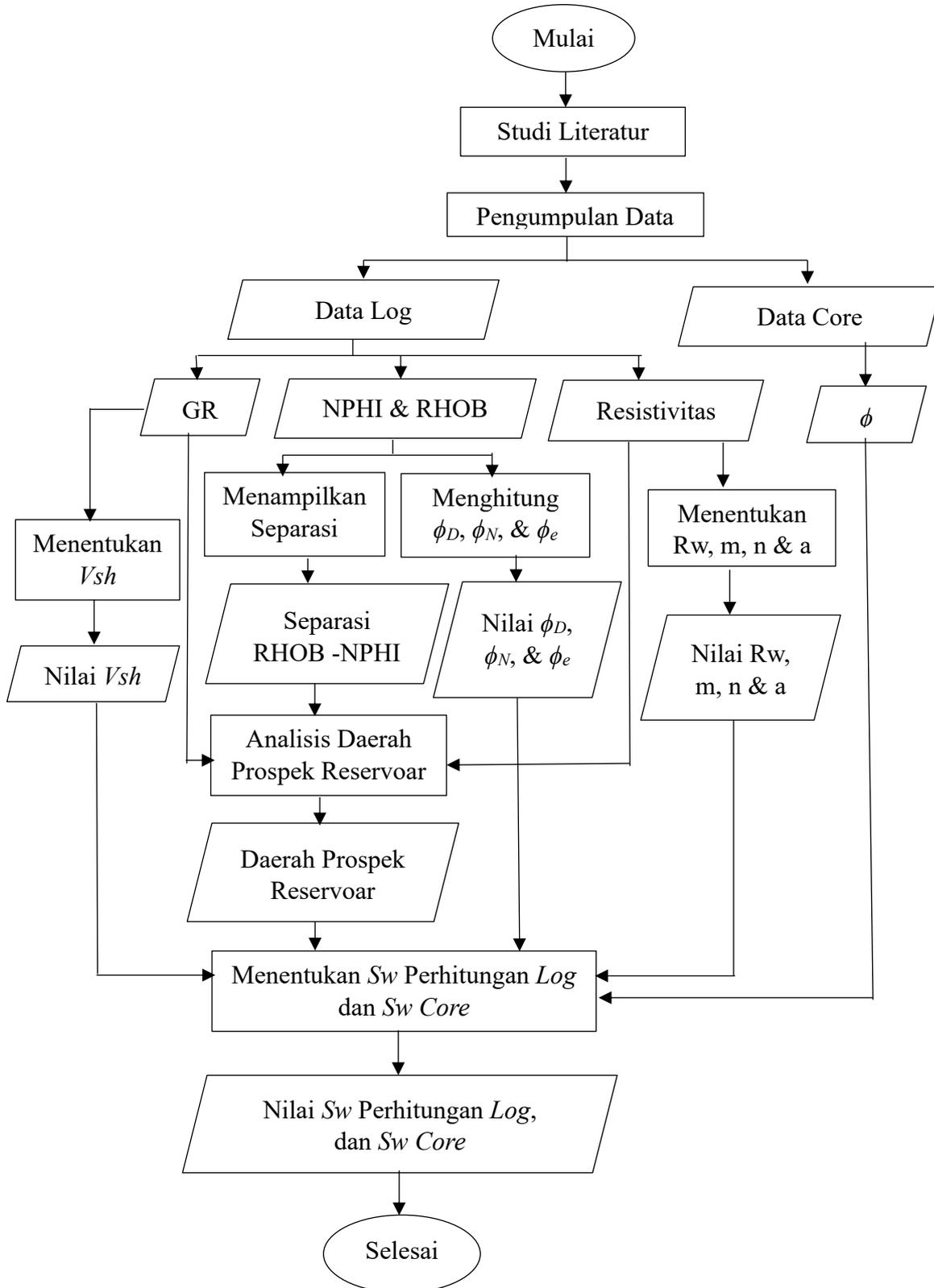
Adapun jadwal pelaksanaan kegiatan penelitian pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

Tabel 5. Jadwal rincian kegiatan Tugas Akhir

Kegiatan	Desember		Januari				Februari				Maret				April				Mei			
	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	
Studi Literatur																						
Pengumpulan Data Wel Logging																						
Pengolahan Data Well Logging																						
Penyusunan Laporan dan Bimbingan Usul																						
Seminar Usul																						
Bimbingan Hasil																						
Seminar Hasil																						
Revisi dan Persiapan Sidang Komprehensif																						
Sidang Komprehensif																						

4.5 Diagram Alir

Adapun diagram alir pada penelitian ini yaitu sebagai berikut:



Gambar 15. Diagram alir

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Berdasarkan analisis yang dilakukan dapat diketahui bahwa zona target pada sumur A2 terdapat pada kedalaman 12600 – 12977, zona target pada sumur A4 terdapat pada kedalaman 12232 - 12331, zona target pada sumur A5 terdapat pada kedalaman 12757.5 – 13030.5, dan zona target pada sumur A6 terdapat pada kedalaman 12783 – 13047.5.
2. Berdasarkan hasil perhitungan, volume *shale* pada sumur-sumur di Lapangan “X” memiliki rentang volume *shale* cenderung rendah. Pada sumur A2 yaitu 0,03 – 3,44 %, sumur A4 yaitu 0,29 – 10,95 %, sumur A5 yaitu 0 – 16,10%, dan sumur A6 yaitu 0 – 17,65 %. Nilai porositas sumur A2 yaitu 8,55 – 15,58%, sumur A4 yaitu 8,92 – 19,89% , sumur A5 yaitu 9,84 – 17,33%, dan sumur A6 yaitu 9,88 – 14,78%. Nilai saturasi air sumur A2 yaitu 20,21 – 86,75%, sumur A4 yaitu 8,13 – 44,90% , sumur A5 yaitu 28,43 – 86,13 %, dan sumur A6 yaitu 22,61 – 91,19%.
3. Berdasarkan hasil perhitungan nilai saturasi air, dapat diketahui bahwasannya pada sumur A2 memiliki nilai saturasi air *log* 20,21 – 86,75% dan saturasi air *core* 30,88 – 64,65%. Pada sumur A4 memiliki nilai saturasi air *log* 8,13 – 44,90% dan saturasi air *core* 8,60 – 43,28%. Kemudian pada sumur A5 memiliki nilai saturasi air *log* 28,43 – 86,13 % dan saturasi air *core* 21,42 – 48,64%. Dan pada sumur A6 memiliki nilai saturasi air *log* 22,61 – 91,19% dan saturasi air *core* 22,70 – 88,63%. Berdasarkan nilai korelasi antara saturasi perhitungan *log* dan saturasi *core*, didapatkan nilai

korelasi yang tinggi, maka dapat disimpulkan bahwa hasil perhitungan sesuai dengan pengukuran *core*.

6.2 Saran

Adapun saran pada penelitian ini yaitu untuk data *core* pada suatu sumur sebaiknya lebih lengkap, ada data *core* berdasarkan nilai saturasi air, agar dapat diketahui korelasi antara hasil dari data *log* saturasi air dan data *core* saturasi air yang lebih akurat pada suatu sumur.

DAFTAR PUSTAKA

- Adim, H. (1991). *Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir*. Badan Penelitian Dan Pengembangan Energi Dan Sumber Daya Mineral Pusat Penelitian Dan Pengembangan Teknologi Minyak Dan Gas Bumi “LEMIGAS.”
- Archie, G. E. (2003). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *SPE Reprint Series*, 55, 9–16. <https://doi.org/10.2118/942054-g>
- Arief, D.M., Dewanto, O., dan K. (2018). *Analisis Petrofisika Dalam Penentuan Zona Prospek Dan Estimasi Cadangan Hidrokarbon Pada Sumur DMA-01 Dan DMA-04 Lapisan-9 Formasi “DMA” Cekungan “X.”* Universitas Lampung.
- Craig, J. dan Quagliaroli, F. (2020). *The oil & gas upstream cycle: Exploration activity*. EPJ Web of Conferences. <https://doi.org/10.1051/epjconf/202024600008>.
- Dewanto, O. (2009). *Well Logging Volume 6*. Teknik Geofisika Universitas Lampung.
- Graha, A.B., Ginting, M., dan Tobing, E. (2015). Analisa Pressure Build Up dan Interference Test pada Sumur Alpha dan Beta Lapangan X. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 13, 113–121.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log* (8th ed.). Schlumberger Oil Field Services.
- Henage, L. F. (1993). *Mesozoic and Tertiary Tectonics of Irian Jaya : Evidence for Non-Rotation of “Kepala Burung.”* 763–792.
- Irawan, D., Utama, W., & Parafianto, T. (2009). Analisis Data Well Log (Porositas, Saturasi Air, dan Permeabilitas) untuk menentukan Zona Hidrokarbon, Studi Kasus: Lapangan “ITS” Daerah Cekungan Jawa Barat Utara. *Jurnal Fisika*

- Dan Aplikasinya*, 5(1), 090109. <https://doi.org/10.12962/j24604682.v5i1.935>
- Javid, S. (2013). Petrography and petrophysical well log interpretation for evaluation of sandstone reservoir quality in the Skalle well (Barents Sea). In *Norwegian University of Science and Technology* (Issue June).
- Koesoemadinata, R. P. (1980). *Geologi Minyak dan Gas Bumi* (2nd ed.). ITB.
- Labo, J. (1987). *A Practical Introduction to Borehole Geophysics*. Society of Exploration Geophysicists.
- Lemigas. (2009). Paleogeografi dan Potensi HC Cekungan Pratersier Daerah Kepala Burung. *Program Penelitian Dan Pengembangan Teknologi Eksplorasi Migas*.
- Loversen, A. I. (1954). *Geology of Petroleum*. W.H. Freeman and Company.
- Malureanu, I., Boaca, T., & Neagu, D. D. (2016). New Relations of Water Saturation's Calculus from Well Logs. *Acta Geophysica*, 64(5), 1542–1562. <https://doi.org/10.1515/acgeo-2016-0063>
- Marten, R. (2012). *Lithology and Fluid Prediction refresher, The Use (and Abuse) of Geophysics in Hydrocarbon Exploration and Development*. BP Indonesia, Unpublished.
- Mastoadji, E. K. (2007). *Basic Well Log Interpretation*. Handout of AAPG SC UNDIP Course.
- Perkins, T.W., dan Livsey, A. R. (1993). Geology of the Jurassic Gas Discoveries in Bintuni Bay, Western Irian Jaya. *Proceedings Twenty Second Annual, Indonesian Petroleum Association*, 793–830.
- Pigram, C.J., dan Sukanta, U. (1981). *Report on the geology of the Taminabuansheet area*. Indonesian Geological Research and Development Centre, Open File Report.
- Pratiknyo, S., Dewanto, O., Haerudin, N., & Sulistiyono, S. (2019). Estimasi cadangan migas berdasarkan analisis petrofisika dan interpretasi seismik pada formasi talang akar dan lemat di lapangan “RF” cekungan sumatra selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(1), 9–25.
- Prihadita, O. D. W. P. (2021). *Seminar Nasional Ilmu Teknik dan Aplikasi Industri Perbandingan nilai porositas hasil perhitungan log dan pengukuran core pada sumur A-1 dan B-1 di cekungan Sumatera Tengah*. 4, 1–6.

- Putri, H. L. (2017). *Analisis Petrofisika Dan Karakterisasi Reservoir Migas Berdasarkan Data Log Dan Data Core Pada Sumur H2, H4, H5 Dan H6 Lapangan HLP Cekungan Bintuni, Papua Barat*. Universitas Lampung.
- Rider, M. H. (1996). *The Geological Interpretation of Well Logs* (2nd ed.). Whittles Publishing.
- Rider, M. H. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition*. Rider-French Consulting Ltd.
- Sam-Marcus, J., Enaworu, E., Rotimi, O. J., & Seteyeobot, I. (2018). A proposed solution to the determination of water saturation: using a modelled equation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8, 1009-1015. <https://doi.org/https://doi.org/10.1007/s13202-018-0453-4>
- Sarwono, J. (2006). *Metode Penelitian Kuantitatif dan Kualitatif*. Graha Ilmu.
- Schlumberger. (1972). *Schlumberger Log Interpretation Volume*. Schlumberger Well Services.
- Schlumberger. (1989). *Log Interpretation Principles/Aplication*. Schlumberger Educational Services.
- Setyaningsih, C. A. (2014). Pollen Pra-Tersier Daerah Kapala Burung, Papua. *Lembar Publikasi Minyak Dan Gas Bumi*48, 48. <https://doi.org/https://doi.org/10.29017/LPMGB.48.1.226>.
- Setyowiyoto, J. dan Surjono, S. . (2002). Analisis Sedimentologi dan Fasies Pengendapan Formasi Kerek di Daerah Biren dan Kerek, Kabupaten Ngawi, Jawa Timur. *Jurnal Media Teknik*, 25.
- Siallagan, F., Dewanto. O., dan M. B. S. (2017). Analisis Reservoir Migas Berdasarkan Parameter. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(2), 1–12.
- Sirait, D. S., Afifah, R. S., dan K. (2022). Analisis Jenis Fluida berdasarkan nilai SW dan Log Sumur DS-19, CS-21, RS-23 Formasi Air Benakat Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal PETROGAS*, 4(1), 114 – 131.
- Telford, W. M., Geldart, L. P., dan Sheriff, R. E. (1990). *Applied Geophysics – Second Edition*. Cambridge University Press.
- Toisuta, J. (2009). *Pemetaan Bawah Permukaan dan Perhitungan Cadangan pada Formasi Kasi Berdasarkan Data Log dan Data Seismik di Lapangan “Julia” Cekungan Bintuni*. UPN Veteran Yogyakarta.

Varhaug, M. (2016). *Basic Well Log Interpretation*. Schlumberger: Oilfield Review.