

**EVALUASI DATA LOG *CASED HOLE* TERHADAP
SUMUR *HIGH WATER CUT* DALAM MENENTUKAN
PEMBUKAAN ZONA INTERVAL PERFORASI PADA
SUMUR A#148 DAN SUMUR A#150 LAPANGAN AWN**

TUGAS AKHIR

*Diajukan Guna Melengkapi Syarat Dalam Mencapai Gelar
Sarjana Teknik Perminyakan Pada Fakultas Teknik
Universitas Islam Riau*

OLEH:

ASRY NUR MUSTIQAWENI

NPM : 133210432



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU**

2020

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Dr. Eng. Muslim, M.T. selaku dosen pembimbing 1 dan Fitrianti S.T., M.T. selaku dosen pembimbing 2.
2. Fitrianti, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing akademik yang telah memberi arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Pihak BOB PT. Bumi Siak Pusako Pertamina Hulu yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
4. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. Orang tua Tumino dan Dra. Armi serta kakak Minarti Wulandari (alm), adik M. Nur Fakhri, dan abang ipar Asep Muldani beserta istri Putri .R. yang memberi dukungan penuh material maupun moral.
6. Sahabat terbaik saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Tugas akhir ini membawa mamfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 18 Mei 2020

(Asry Nur Mustiqaweni)

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iv
KATA PENGANTAR.....	v
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR SINGKATAN.....	xi
DAFTAR SIMBOL.....	xii
ABSTRAK	xiii
<i>ABSTRACT</i>	xiv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENULISAN	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN.....	3
1.4 BATASAN MASALAH	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 EVALUASI FORMASI	6
2.2 <i>OPEN HOLE LOG</i>	6
2.3 PENENTUAN CADANGAN.....	8
2.4 <i>CASED HOLE LOG</i>	8
2.3.1 Pengenalan Carbon-Oxygen Log (C/O Log).....	9
2.3.2 Prinsip Kerja C/O Log	10
2.3.3 Contoh Kasus Penggunaan C/O Log.....	14
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	24
3.1 METODE PENELITIAN	24
3.2 <i>FLOW CHART</i> PENELITIAN.....	25
3.3 STUDI LAPANGAN	26
3.4 TEMPAT PENELITIAN	40
3.5 JADWAL PENELITIAN.....	40
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN	41
4.1 MENENTUKAN LAPISAN HIDROKARBON LAPANGAN AWN.....	41
4.1.1 Sumur A#148	41

4.1.2	Sumur A#150	49
4.2	PENENTUAN INTERVAL REPERFORASI	58
4.2.1	Sumur A#148	58
4.2.2	Sumur A#150	63
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		68
5.1	KESIMPULAN	68
5.2	SARAN	68
DAFTAR PUSTAKA		69
LAMPIRAN		72



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Contoh Presentasi Log RMT	13
Gambar 2.2	Contoh Presentasi Carboxsat	14
Gambar 2.3	Penampakan C/O log pada saat sumur dishut-in lapangan Papua New Guinea.....	16
Gambar 2.4	Penampakan C/O log pada saat sumur masih dijalankan lapangan Papua New Guinea.....	17
Gambar 2.5	C/O mode saat sumur dijalankan.....	19
Gambar 2.6	C/O mode saat sumur dishut-in	20
Gambar 2.7	Hasil Log Analisis Carboxsat.....	21
Gambar 2.8	Hasil C/O Log Sumur BB14 Lapangan Belida	23
Gambar 3.1	Flow chart penelitian	25
Gambar 3.2	Data <i>logging open hole</i> Sumur A#148	29
Gambar 3.3	<i>Well Schematic</i> dari Sumur A#148 saat pertama kali dibuka perforasi	30
Gambar 3.4	<i>Well Schematic</i> dari Sumur A#148 pada saat penambahan interval perforasi baru tahun 2002	31
Gambar 3.5	<i>Well Schematic</i> dari Sumur A#148 pada saat dilakukan WSO, berupa pemasangan <i>packer</i>	32
Gambar 3.6	<i>Well Schematic</i> dari Sumur A#148 pada saat dilakukan RST dan reperforasi (kiri) serta pemasangan <i>packer</i> (kanan) tahun 2013... 33	
Gambar 3.7	Grafik Hasil Produksi Sumur A#148 hingga Mei 2017 sebelum dilakukan evaluasi log RMT	34
Gambar 3.8	Data log <i>open hole</i> Sumur A#150	36
Gambar 3.9	<i>Well Schematic</i> dari Sumur A#150 pada saat pertama kali diperforasi	37
Gambar 3.10	<i>Well Schematic</i> dari Sumur A#150 pada saat ditambahkan interval perforasi tahun 2012	38
Gambar 3.11	<i>Well schematic</i> dari Sumur A#150 pada interval perforasi terakhir yang dibuka tahun 2014.....	39

Gambar 3.12	Grafik Hasil Produksi Sumur A#150 hingga tahun 2015 sebelum dilakukan evaluasi log RMT	40
Gambar 4.1	Hasil log open hole pada zona prospek hidrokarbon Sumur A#148	42
Gambar 4.2	Log RMT Sumur A#148 pada zona potensial hidrokarbon kurva COIR dan LIRI	47
Gambar 4.3	RMT log Sumur A#148 pada zona potensial hidrokarbon.....	49
Gambar 4.4	Hasil log <i>open hole</i> pada zona prospek hidrokarbon Lapisan Bekasap Sumur A#150.....	51
Gambar 4.5	Hasil log open hole pada zona prospek hidrokarbon Lapisan Bangko Sumur A#150.....	52
Gambar 4.6	Hasil log RMT pada zona potensial hidrokarbon sumur A#150 kedalaman 3300-3350 ft.....	56
Gambar 4.7	Hasil log RMT pada zona potensial hidrokarbon sumur A#150 kedalaman 3300-3350 ft.....	58
Gambar 4.8	Hasil kurva log dari Carboxsat sumur A#148 kedalaman 3704-3753 ft.....	60
Gambar 4.9	Hasil kurva log dari Carboxsat sumur A#148 zona hidrokarbon dan zona air	61
Gambar 4.10	Perbandingan penampakan hasil log <i>open hole</i> (a) dan log <i>cased hole</i> (b) pada zona produktif Sumur #148.....	63
Gambar 4.11	<i>Well schematic</i> setelah dilakukan reperforasi sumur A#148.....	63
Gambar 4.12	Hasil Carboxsat zona hidrokarbon pada sumur A#150.....	64
Gambar 4.13	Hasil Carboxsat zona air pada sumur A#150	65
Gambar 4.14	Perbandingan penampakan hasil log open hole (a) dan log cased hole (b) pada zona produktif Sumur #148.....	67
Gambar 4.15	<i>Well schematic</i> setelah reperforasi Sumur A#150.....	67

DAFTAR TABEL

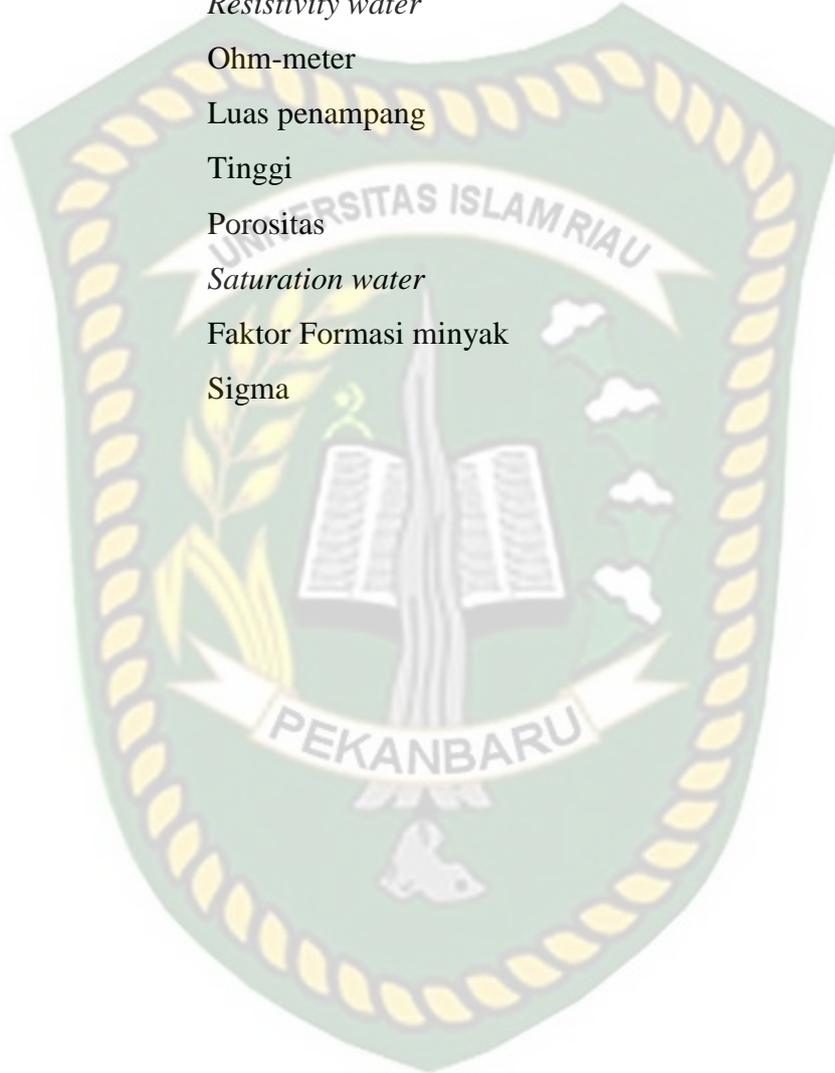
Tabel 3.1	Karakteristik Reservoir dan Fluida Lapangan AWN	27
Tabel 4.1	Hasil Nilai Vsh Tiap Lapisan Sumur A#148	43
Tabel 4.2	Hasil Nilai Defleksi Kurva Log Resistivitas Tiap Lapisan Sumur A#148.....	43
Tabel 4.3	Hasil Nilai OOIP dan RR Lapisan Produktif Sumur A#148.....	45
Tabel 4.4	Nilai hasil kurva COIR dan LIRI pada zona prospek hidrokarbon Sumur A#148	48
Tabel 4.5	Hasil Nilai Vsh Tiap Lapisan Sumur A#150	53
Tabel 4.6	Hasil Nilai Defleksi Kurva Log Resistivitas Tiap Lapisan Sumur A#150	53
Tabel 4.7	Hasil Nilai OOIP dan RR Lapisan Produktif Sumur A#150.....	55
Tabel 4.8	Nilai Hasil kurva pada zona prospek hidrokarbon Sumur A#150	57

DAFTAR SINGKATAN

WC	<i>Water Cut</i>
STB	<i>Stock Tank Barrel</i>
WSO	<i>Water Shut Off</i>
RR	<i>Remaining Reserve</i>
C/O	<i>Carbon to Oxygen</i>
RMT	<i>Reservoir Monitor Tool</i>
GR	<i>Gamma Ray</i>
SP	<i>Spontaneous Potential</i>
LLD	<i>Lateral-log Deep</i>
LLS	<i>Lateral-log Shallow</i>
MSFL	<i>Micro Spherical Focused Log</i>
OOIP	<i>Original Oil in Place</i>
UR	<i>Ultimate Recovery</i>
NP	<i>Net Pay</i>
Ca/Si	<i>Calcium to Silicon</i>
COIR	<i>Carbon Oxygen Index Ratio</i>
LIRI	<i>Calcium Silica Index Ratio</i>
OAI	<i>Oxygen Activator Index</i>
YK	<i>Yield of Kalium</i>
YH	<i>Yield of Hydrogen</i>
YCa	<i>Yield of Calcium</i>
YSi	<i>Yield of Silicon</i>
EUR	<i>Estimated Ultimate Recovery</i>
GS	<i>Gathering Station</i>
ESP	<i>Electric Submersible Pump</i>
PCP	<i>Progressing Cavity Pump</i>
SRP	<i>Sucker Rod Pump</i>
mD	<i>Mili Darcy</i>
c.u.	<i>Capture Unit</i>

DAFTAR SIMBOL

V_{sh}	<i>Volume shale</i>
R_{mf}	<i>Resistivity mud filtrate</i>
R_w	<i>Resistivity water</i>
Ωm	Ohm-meter
A	Luas penampang
H	Tinggi
Φ	Porositas
S_w	<i>Saturation water</i>
B_o	Faktor Formasi minyak
Σ	Sigma



EVALUASI DATA LOG *CASED HOLE* TERHADAP SUMUR *HIGH WATER CUT* DALAM MENENTUKAN PEMBUKAAN ZONA INTERVAL PERFORASI PADA SUMUR A#148 DAN A#150 LAPANGAN AWN

Asry Nur Mustiqaweni

133201432

ABSTRAK

Sumur yang telah lama beroperasi akan mengalami penurunan produksi. Salah satu penyebabnya adalah meningkatnya nilai *water cut* (WC). Hal ini dapat ditemukan pada Sumur A#148 dan A#150 Lapangan AWN. Pada Sumur A#148, total produksi hingga tahun 2017 sebesar 658.233 STB dengan nilai WC yang terus meningkat mencapai 99% berasal dari 2 lapisan produktif. Sedangkan Sumur A#150 mempunyai total nilai produksi sebesar 687.807 STB dari 5 lapisan zona produktif. Namun, nilai WC telah mencapai maksimum 100% sehingga sumur ini ditutup pada tahun 2015. Walaupun demikian, kedua sumur ini masih memiliki *remaining reserve* (RR) yang masih dapat diproduksi, yaitu 12.956,6 STB untuk Sumur A#148 dan 11.417,2 STB untuk Sumur A#150.

Oleh karena itu, dilakukan perencanaan untuk melakukan kegiatan produksi kembali dari kedua sumur ini. Namun sebelumnya, perlu diketahui terlebih dahulu zona produktif yang tepat sebelumnya. Evaluasi formasi dari kedua sumur ini menggunakan rangkaian log *cased hole* berupa kombinasi *pulsed neutron log* atau disebut juga C/O log dari perusahaan Halliburton yang bernama RMT. RMT merupakan peralatan khusus yang dapat mengetahui penyebaran air dan minyak dengan pengukuran yang sangat akurat dalam mengevaluasi saturasi dalam formasi dibalik casing ketika rangkaian log *open hole* tidak tersedia. Data yang didapatkan dari rangkaian log RMT tersebut dikorelasi dengan menggunakan *software* dari perusahaan Halliburton bernama Carboxsat untuk mendapatkan nilai saturasi minyak.

Berdasarkan evaluasi rangkaian log RMT didukung dengan rangkaian kombinasi log *open hole* sebelumnya, nilai RR, serta hasil korelasi dari Carboxsat, dapat ditentukan zona interval perforasi baru dari masing-masing sumur. Pada Sumur A#148, reperforasi akan dilakukan di dua interval yaitu kedalaman 3737-3740 ft dan 3774-3779 ft. Sedangkan Sumur A#150 hanya pada satu interval perforasi yaitu kedalaman 3310-3314 ft. Nilai WC dari kedua sumur tersebut berhasil turun dan dapat memproduksi minyak kembali dalam beberapa tahun kedepan.

Kata Kunci : *Water cut*, evaluasi formasi, log *open hole*, log *cased hole*, RR, Carboxsat, interval perforasi

**EVALUATION OF CASED HOLE LOG DATA IN HIGH WATER CUT WELL
IN DETERMINING A NEW ZONE OF PERFORATION INTERVAL OF
WELL A#148 AND A#150 FIELD AWN**

Asry Nur Mustiqaweni

133201432

ABSTRACT

A long used well will decrease the production of oil. One of the main reason is because of the increasing water cut value (WC). It can be found in Well A#148 and A#150 in Field AWN. In Well A#148, total production until 2017 amounted to 658.233 STB with value of WC reaching 99% obtained from 2 productive layers. Whereas Well A#150 had a total production value of 687.807 STB from 5 layers from productive layers. However, the value of WC had reached a maximum of 100% so that the well was shut in 2015. But, this well still has an oil reserve which can still be reproduced amounted to 12.956,6 STB from Well A#148 and 11.417,2 STB from Well A#150.

Therefore, a plan was made to conduct the production activities again from these wells. The right productive zone should be recognized before deciding this idea. Evaluation of the well formation used a combination of cased holes log, named Pulsed Neutron Log or C/O logs from Halliburton company called RMT. RMT is a special equipment used to perceive water and oil distribution accurately and to measure the saturation of fluid formations which protected with casing. It is another equipment to substitute open hole log. Data obtained from the RMT log series was correlated using software from Halliburton company called Carboxsat which used to obtain the oil saturation value.

According to the evaluation of the RMT log series supported by a combination of the previous open-hole log, Remaining reserves (RR) values, and the results of Carboxsat correlation, can determine a new zone of perforation interval in each well. In Well A#148, reperforation was carried out in two intervals, at the depth 3737-3740 ft and 3774-3779 ft. Whereas the Well A#150 was only at one perforation interval which was 3310-3314 ft. The WC values of these wells reduced successfully and it can reproduced oil for a few years.

Kata Kunci : *Water cut, formation evaluation, open hole log, cased hole log, RR, Carboxsat, interval perforation*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Tidak dipungkiri lagi bahwa sumur yang telah lama berproduksi akan mengalami penurunan produksi. Adapun penyebab terjadinya penurunan produksi antara lain, sumur tidak memiliki cukup tekanan untuk mengalirkan fluida ke permukaan, adanya kerusakan formasi, nilai *water cut* (WC) yang tinggi, dan fasilitas produksi yang sudah tua (Daneshy, 2006). Hal ini dapat dilihat pada Sumur A#148 dan A#150 Lapangan AWN. Kedua sumur ini mengalami penurunan produksi minyak dikarenakan nilai WC yang meningkat. Sumur A#148 telah memproduksi 658.233 STB, namun produksi minyak pada sumur ini menurun karena nilai WC meningkat hingga 99% pada tahun 2017. Sedangkan pada sumur A#150 telah memproduksi 687.807 STB, namun tahun 2015 sumur ini ditutup karena nilai WC nya telah mencapai 100%.

Terdapat beberapa tindakan dalam menghidupkan kembali sumur dan meningkatkan produksi minyak serta menurunkan nilai WC yang salah satunya adalah *water shut-off* (WSO) (Adio, Ajah, Akeremale, & Chee, 2017). Dalam penelitian yang dilakukan Novrianti (2017), menurunnya produksi minyak karena terproduksinya air dalam jumlah banyak pada sumur dapat diatasi dengan mengevaluasi lapisan dan menutup zona tersebut atau WSO dengan cara *squeeze cementing*. Setelah dilakukannya penutupan zona air tersebut, dapat dilakukan kembali reperforasi pada interval yang baru. *Shot top perforation* dapat dilakukan apabila penurunan produksi sumur terjadi karena WC yang tinggi (Engler et al, 2004). Adio, Ajah, Akeremale, & Chee (2017) juga mengatakan bahwa menargetkan zona interval baru pada sumur yang telah ada dapat mengurangi biaya lebih banyak dibandingkan harus mencari zona baru dan membuat sumur baru.

Sumur A#148 dan A#150 ini dipilih dalam penelitian karena kedua sumur tersebut telah mengalami penurunan produksi disebabkan oleh tingginya WC. Walaupun begitu, kedua sumur ini masih menyimpan cadangan sisa minyak yang masih cukup ekonomis dilihat dari nilai *Remaining Reserve* (RR) dari keduanya,

yaitu 12.956,6 STB untuk Sumur A#148 dan 11.417,2 STB untuk Sumur A#150. Namun, sebelum dilakukan pembukaan interval perforasi yang baru perlu diperhatikan beberapa parameter petrofisika batuan seperti permeabilitas, porositas, dan saturasi air, dan untuk mencari ketiganya memerlukan beberapa tahap analisa data *well logging* (Asandi Prasetyo, 2011). Karena ini merupakan sumur yang telah dipasang *casing*, tentu saja tidak bisa digunakan evaluasi *open hole log*, maka akan digunakan log khusus yang dapat digunakan untuk mengevaluasi sumur yang telah dipasang *casing*. Jenis *cased hole log* pada evaluasi ini menggunakan rangkaian *Carbon Oxygen log (C/O log)*. C/O log secara efektif digunakan untuk identifikasi minyak yang masih tertinggal dan dapat juga identifikasi zona baru yang masih berpeluang untuk diproduksi (Becerra, et al., 2012). C/O log pada penelitian ini menggunakan rangkaian khusus dari perusahaan Halliburton yang bernama RMT (*Reservoir Monitoring Tool*). RMT merupakan peralatan khusus yang dapat mengetahui penyebaran air dan minyak dan dalam pengukurannya sangat akurat dalam menentukan saturasi dari minyak dan dapat mengevaluasi saturasi dalam formasi dibalik *casing* ketika log *open hole* tidak tersedia (Simpson, Truax, & Younse, 2001). Hasil interpretasi dari log tersebut dapat digunakan untuk mengidentifikasi zona interval reperforasi yang tepat dan dapat mengoptimalkan nilai produksi setelah dilakukannya reperforasi tersebut (Vilasana, Ham, Perez, & Mehranfar, 2015).

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan penulisan dari Tugas Akhir ini adalah:

1. Menentukan lapisan yang masih memiliki kandungan hidrokarbon dan besarnya saturasi minyak pada sumur A#148 dan A#150 Lapangan AWN.
2. Menentukan interval reperforasi pada lapisan potensial pada sumur A#148 dan A#150 Lapangan AWN.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah untuk mengetahui cara menentukan zona yang masih mengandung hidrokarbon pada sumur yang telah lama berproduksi menggunakan C/O log yang kemudian dapat digunakan untuk menentukan interval perforasi. Dari penelitian ini, diharapkan dapat menjadi landasan kontribusi dalam penelitian selanjutnya ataupun penelitian serupa mengenai evaluasi formasi setelah dipasangnya *casing* pada sumur serta memberi gagasan mengenai cara memperoleh produksi minyak secara maksimal.

1.4 BATASAN MASALAH

Agar penelitian ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka dalam penelitian ini hanya dilakukan evaluasi formasi pada sumur A#148 dan A#150 Lapangan AWN dan setelah dipasangnya *casing* menggunakan rangkaian C/O log dari perusahaan Halliburton, yaitu RMT guna menentukan zona yang masih produktif. Dalam melakukan evaluasi ini, ada beberapa batasan lain yang dilakukan, yaitu:

1. Evaluasi dilakukan hanya pada sumur yang mengandung nilai *water cut* tinggi.
2. Rangkaian log *open hole*, diantaranya *Gamma Ray log*, *Spontaneous Potential Log*, *Resistivity log*, dan kombinasi *Neutron Density log*, digunakan hanya sebagai pembanding kondisi sumur yang dulu dan yang terbaru.
3. Tidak memperhitungkan keekonomian dalam menentukan keberhasilan dari evaluasi.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Bumi diciptakan Allah Swt dengan kandungan yang sangat berlimpah. Sumber daya yang telah diciptakan tersebut berguna bagi manusia. Allah Swt memerintahkan kepada umat manusia untuk mengolah dan menggali kekayaan atau potensi yang terpendam dalam bumi untuk di dapat dimanfaatkan dalam kemaslahatan hidup umat manusia. Memanfaatkan kekayaan alam yang terkandung dalam bumi, harus diperhatikan faktor kelestarian alam, karena perintah mencari reski pada hadist tersebut harus sesuai dengan aturan-aturan yang telah digariskan Allah swt, diantaranya tidak boleh membuat kerusakan di bumi.

Kekayaan alam yang terkandung di dalam tanah tersebut dapat dicontohkan sebagai minyak bumi. Pembentukan minyak bumi dari bahan organik ini ternyata telah disebutkan di dalam Al-Quran dalam surat Al-A'la ayat 4 dan 5 :

الْمَرْعَىٰ أَخْرَجَ وَالَّذِي

Artinya : Dan Yang menumbuhkan rumput-rumputan. (87:4)

أَخْوَىٰ عُثَاءً فَجَعَلَهُ

Artinya : Lalu dijadikan-Nya (rumput-rumput) itu kering kehitam-hitaman. (87:5)

QS Al-A'la ayat 4 dan 5 tersebut menunjukkan bahwa Allah yang menumbuhkan rumput-rumputan, lalu rumput-rumputan bercampur dengan daun dan sampah yang busuk. Sisa-sisa dari rerumputan yang bercampur daun dan sampah yang busuk tersebut kemudian mengendap didasar bumi dan lama kelamaan tertutup lumpur. Lumpur tersebut lambat laun berubah menjadi batuan karena pengaruh dari tekanan lapisan di atasnya. Sementara dengan meningkatnya suhu dan tekanan, bakteri anaerob menguraikan sisa-sisa jasad renik itu menjadi minyak dan gas. Minyak bumi yang terbentuk berwarna hitam gelap kehijauan. Hal ini sesuai, bahwa minyak bumi berwarna hitam gelap kehijauan dan mudah terbakar. Maka dari itu, minyak dan gas tersebut masih berada di dalam bumi hingga sekarang sehingga tugas dari manusia dibantu dengan kemajuan teknologilah yang dapat memanfaatkan dengan sebaik mungkin.

2.1 EVALUASI FORMASI

Penilaian formasi atau evaluasi formasi merupakan salah satu cabang ilmu dari teknik perminyakan yang mempelajari tentang formasi/batuan serta permasalahan yang berhubungan dengan keberhasilan dalam penemuan cadangan hidrokarbon, antara lain: memperkirakan dimana terdapat kandungan hidrokarbon serta menghitung besarnya cadangan hidrokarbon (Anastasya, 2015). Evaluasi formasi dalam *well logging* dapat dikatakan dengan interpretasi logging. Formasi geologi bawah permukaan sangat luas variasinya, maka dari itu karakter dari formasi atau reservoir ini tidak bisa diperoleh dari satu tipe log saja, hal itu membutuhkan kombinasi dari berbagai parameter fisik yang ada untuk memperoleh model yang konsisten dari suatu formasi (Schön, 2015).

2.2 LOG OPEN HOLE

Evaluasi awal dari interpretasi logging setelah dilakukannya pemboran sebelum dipasang *casing* adalah evaluasi data log *open hole*. Langkah pertama adalah menenukan zona permeabel atau non shale dengan menggunakan log Gamma Ray (GR) dan log Spontaneous Potential (SP). Log GR merupakan suatu kurva dimana kurva tersebut menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam formasi dan dapat digunakan untuk mengidentifikasi litologi formasi dan mengkorelasi zona. Log GR juga menyediakan informasi untuk mengkalkulasi volume *shale* (V_{sh}) atau karbonat. Persamaan yang dapat digunakan untuk mendapatkan nilai volume *shale* adalah :

$$V_{sh} = \frac{GR_{read} - GR_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}} \dots\dots\dots (1)$$

Zona non *shale* atau permeabel dapat diketahui dari hasil nilai V_{sh} tersebut apabila nilainya tidak lebih dari 10%. Sedangkan apabila hasil nilai kandungan *shale* tersebut lebih dari 10% - 15%, maka kemungkinan besar bahwa zona kedalaman tersebut merupakan zona non permeabel karena mengandung *shale* yang tinggi (Hilchie, 1978). *Sandstone* yang bebas *shale* dan karbonat mempunyai konsentrasi radioaktif yang rendah dan jika kandungan *shale* meningkat, respon gamma ray

akan meningkat pula karena konsentrasi material radioaktif yang terdapat dalam *shale* (Asquith & Krygowski, 2004).

Log SP merupakan log yang menghitung perbedaan potensial alami antara elektroda di lubang sumur dan sumber elektroda di permukaan, dengan catatan tidak ada arus buatan yang diterapkan dalam hal ini (Malcolm H. Rider, 2002). Log SP hanya dapat menunjukkan lapisan *permeable* namun tidak dapat mengukur harga absolut dari permeabilitas maupun porositas dari suatu formasi. Respon log SP terhadap lapisan *shale* relatif konstan dan akan membentuk garis lurus yang disebut *shale baseline*.

Setelah diketahui zona permeabel, dilanjutkan dengan menentukan zona hidrokarbon dan air dengan menggunakan log resistivitas. Log resistivitas adalah log listrik yang digunakan untuk menentukan zona hidrokarbon dan zona air, mengindikasikan zona permeabel, dan menentukan resistivitas porositas (Darling, 2005). Karena matriks batuan non konduktif, kemampuan batuan menghantarkan listrik hampir semuanya merupakan fungsi dari air formasi. Hadirnya hidrokarbon yang juga tidak konduktif, menyebabkan resistivitas batuan akan bertambah. Oleh karena itu, nilai resistivitas dari sandstone cukup tinggi, yaitu berkisar $1-10^8 \Omega m$. Pada log resistivitas, ada tiga kurva log yang akan digunakan untuk menentukan zona hidrokarbon dan air berdasarkan zona invasinya, yaitu kurva LLD (*deep*), LLS (*shallow*), dan MSFL (*medium*). Ketiga kurva tersebut mempunyai fungsi yang saling berhubungan. Secara *quicklook*, ketiga kurva tersebut akan membentuk suatu separasi yang menandakan zona tersebut telah terjadi pengusiran oleh lumpur pemboran (Irawan & Utama, 2009). Jika berada pada zona hidrokarbon, log resistivitas akan tinggi karena hidrokarbon mempunyai sifat resistif. Batuan reservoir yang terisi hidrokarbon memiliki nilai resistivitas yang tinggi berkisar $30-500 \Omega m$. Sedangkan jika diisi oleh air, nilai resistivitas akan rendah karena air bersifat konduktif, yaitu berada pada $0,5-20 \Omega m$ (Johansen, et al., 2005). Namun, nilai resistivitas dapat berpengaruh pada salinitas air dalam formasi. Jika salinitas fluida dalam formasi tinggi, maka nilai resistivitas rendah.

Setelah itu dapat dibedakan jenis hidrokarbon dari formasi tersebut dengan menggunakan kombinasi log neutron dan log densitas. Hidrokarbon memiliki

indeks hidrogen yang rendah. Pada log neutron, kurvanya akan menunjukkan defleksi yang rendah jika bertemu dengan zona hidrokarbon. Dibandingkan log densitas, defleksi akan menunjukkan nilai yang berbanding terbalik. Oleh sebab itu, log neutron dan log densitas akan saling berseparasi (Irawan & Utama, 2009). Sama halnya jika berada zona gas, separasi kedua kurva tersebut akan lebih besar karena indeks hidrogen pada gas sangat kecil.

2.3 PENENTUAN CADANGAN

Salah satu metode yang dapat digunakan untuk menghitung cadangan minyak atau *Original Oil in Place* (OOIP) adalah dengan menggunakan persamaan volumetrik. Metode volumetrik memperkirakan cadangan berdasarkan data log dan analisis data core untuk menentukan *bulk volume*, porositas dan saturasi fluida serta pada analisis fluida untuk menentukan faktor volume minyak dengan persamaan sebagai berikut (Craft & Hawkins, 1991):

$$OOIP = \frac{7758 \times A \times H \times \phi \times (1-S_w)}{B_o} \text{ STB} \dots\dots\dots (2)$$

Keterangan :

OOIP = jumlah total minyak mula-mula yang terdapat didalam suatu reservoir sebelum reservoir tersebut diproduksi.

Selain itu, berdasarkan nilai OOIP yang telah didapatkan, dapat diketahui nilai *Remaining Reserve* (RR) dari formasi dengan persamaan berikut :

$$RR = UR - NP \text{ STB} \dots\dots\dots (3)$$

Keterangan :

RR = Sisa jumlah cadangan minyak yang masih dapat diproduksi

UR = *Ultimate Recovery*, jumlah cadangan minyak yang dapat diproduksi
= OOIP \times *Recovery Factor*

NP = Jumlah minyak yang telah diproduksi

2.4 CASED HOLE LOG

Cased hole logging merupakan kegiatan logging yang dilakukan pada sumur/ lubang bor yang sudah dilakukan pemasangan *casing* ketika lubang telah

di *casing* dan kabel kompleksi dijalankan untuk sumur. Log *cased hole* berguna untuk mengakses integritas sumur, meningkatkan manajemen dan peninjauan ulang kondisi sumur guna mendiagnosis pekerjaan ulang sumur yang dapat dilakukan selanjutnya (Smolen, 1996). Evaluasi formasi setelah dipasangnya *casing* ini dimulai dari meninjau ulang *open hole log*, sejarah produksi, dan pekerjaan sebelumnya yang telah selesai sehingga bisa membantu dalam mengidentifikasi keberadaan zona yang masih tertinggal hidrokarbon dan memungkinkan untuk menutup zona air (Halliburton, 2018).

Umumnya, evaluasi log *cased hole* merupakan evaluasi dalam menentukan saturasi dari formasi. Elshahwi, *et al* (2001) mengatakan bahwa *saturation monitoring* melalui *casing* ini biasanya dilakukan dengan dua cara. Cara pertama yaitu, *pulsed-neutron capture*, menghitung pengurangan populasi *thermal neutron*. Kedua yaitu, *inelastic gamma ray spectroscopy*, menentukan nilai relatif *carbon* dan oksigen dalam formasi. Peralatan yang digunakan dalam evaluasi log *cased hole* ini menggunakan jenis rangkaian kombinasi *pulsed-neutron logging*. Alat ini juga biasa disebut dengan *Carbon-Oxygen Log* atau *C/O Log*

2.3.1 Pengenalan Carbon-Oxygen Log (C/O Log)

C/O log ditemukan pada tahun 1960an, dan diperkenalkan secara komersial pada tahun 1970. Awal penggunaannya sangat rumit dan sering memberikan hasil yang tidak dapat diandalkan. Namun pada tahun 1990 barulah ditemukan teknologi yang kian berkembang oleh tiga perusahaan besar, yaitu : Schlumberger, Halliburton, dan Baker Atlas (Eyvazzadeh, Kelder, A.A.Hajari, Ma, & Behair, 2004). Meskipun alat ini beroperasi pada prinsip yang sama, namun perusahaan-perusahaan tersebut telah mengembangkan teknologi dan metodologi yang berbeda.

Penelitian ini menggunakan kombinasi C/O log dari perusahaan Halliburton yang bernama *Reservoir Monitoring Tool* (RMT). RMT adalah sistem *pulsed-neutron logging* yang mempunyai ukuran lebih ‘langsing’ berguna memantau produksi cadangan hidrokarbon dalam formasi. Alat ini bahkan bisa dijalankan ke dalam sumur yang telah diberikan kompleksi *tubing*, tidak seperti peralatan C/O lainnya yang memiliki diameter lebih besar dan hanya dapat dijalankan melalui

casing (Halliburton, 2014). Alat ini juga menyediakan secara bersamaan perhitungan *neutron capture cross section* (Σ).

Generasi baru dari C/O log berdiameter kecil ini sangat dapat membantu dalam mengurangi biaya dan mengkondisikan keadaan *wellbore* secara minimal. Peralatan ini juga telah sukses dalam kondisi *borehole* dengan sumur yang masih dijalankan ataupun yang telah di-*shut-in*.

Dapat disimpulkan, peralatan ini mempunyai fungsi diantaranya :

1. Mengevaluasi fluida formasi dalam keadaan porositas sedang hingga tinggi untuk segala salinitas fluida.
2. Menghitung saturasi dari formasi.
3. Menghitung porositas formasi.
4. Menentukan tipe litologi
5. Mengevaluasi produksi fluida di lokasi dalam casing
6. Mengevaluasi keadaan *gravel pack*.

2.3.2 Prinsip Kerja C/O Log

Log *cased hole* jenis C/O log ini menggunakan ledakan yang berkala dari neutron berkekuatan tinggi dengan menginjeksi neutron berkekuatan tinggi ke dalam formasi. Neutron ini ditangkap oleh atom yang ada di formasi, biasanya kebanyakan klorin, yang kemudian gamma ray alami yang ada di formasi akan mendorong dan kemudian dideteksi oleh alat untuk menghitung spektrum energi gamma ray yang meningkat dari interaksi neutron ini dengan atom yang ada di formasi. Neutron-neutron yang dipancarkan dari *pulsed neutron log* atau C/O log, diemisikan pada energi 14 MeV. Neutron-neutron ini akan melewati alat dan borehole, kemudian meraih formasi dan akhirnya menyatu dengan atom-atom yang ada di formasi. Reaksi dari bertemunya neutron dengan atom yang ada di formasi memproduksi *Gamma ray elastic spectrum*. Namun terjadi pengurangan jumlah gamma ray yang berhasil ditangkap oleh detektor dari jumlah energi asli yang diproduksinya. Ada dua hal yang dapat mempengaruhi jalannya gamma-ray sampai ke penangkap spektrum yaitu *casing* dan dinding semen dari sumur (Perez et al, 2015). Sangat penting untuk memverifikasi evaluasi dari *cement log* guna mengindikasikan kondisi *bonding cement* disekitar zona target.

Karena tabrakan dari inelastik awal ini akhirnya dapat menangkap neutron dalam atom. Spektrum inelastik digunakan untuk mendapatkan rasio dari carbon-oxygen, sedangkan *capture spectrum* (Σ). digunakan untuk mendapatkan informasi litologi dalam formasi. Analisis dari *inelastic* gamma ray spektrum diproduksi oleh penghamburan inelastik neutron dari formasi dan elemen *borehole* menyediakan *carbon* dan *oxygen yields*, digunakan untuk menentukan saturasi minyak formasi. Ketika *elemental yield* dari *thermal neutron* ditangkap, gamma ray spektrum menyediakan informasi litologi (Sinha, Kumar, & Pandey, 2011).

Peralatan ini memberikan informasi hilangnya *thermal neutron* relatif. Komponen dari formasi akan dibedakan berdasarkan penampang tangkapan neutronnya dan dihitung dalam *capture units* (c.u), ditulis dalam lambang Σ (sigma). Kontraktor memberikan grafik untuk memprediksi nilai Σ guna membedakan tipe dari batuan dan fluida. Populasi dari *thermal neutron* dianalisis untuk memberikan nilai sigma formasi dan lubang sumur (Elshahwi et al, 2001). Sigma atau *capture* penampang formasi, ditentukan dengan menganalisis penurunan laju perhitungan sinar gamma secara eksponensial dengan waktu ketika neutron ditangkap oleh material sekitarnya (*neutron capture*) dan ketika neutron tersebut berdifusi lebih jauh. *Thermal neutron* itu sangat peka dalam menangkap inti dari formasi, dan menghasilkan inti-inti tersebut menjadi tertarik dan memancarkan sinar gamma. Karena klorin memiliki penampang penangkap neutron yang besar, teknik *pulsed-neutron capture* ini menyediakan hasil yang bagus dalam area dengan salinitas air yang tinggi.

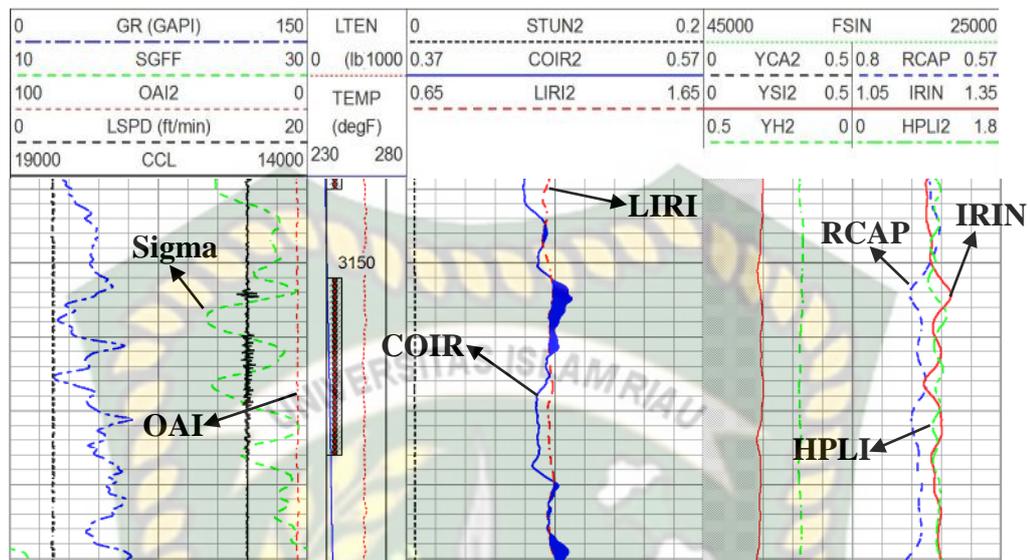
Peralatan dari C/O log menggunakan generator yang memproduksi energi neutron tinggi yang dipancarkan ke dalam formasi. Pancaran dari neutron tersebut memproduksi tiga tipe tumbukan : *inelastic*, *elastic*, dan absorpsi. Dalam *inelastic* spektrum, *carbon* dan *oxygen yields* digunakan untuk menghitung volume hidrokarbon. Dalam *elastic mode*, neutron kehilangan energinya sampai terabsorpsi dalam level energi termal. Dalam interaksi ini, *elemental yields* seperti *silicon*, *calcium*, *chlorine*, *hydrogen*, *iron*, dan yang lain ditentukan. Objektif dari C/O log adalah untuk mengetahui lokasi dari cadangan yang telah diambil atau sisa cadangan minyak pada formasi dan memperkirakan saturasi minyaknya. Mineral

yang terdapat dalam formasi secara signifikan mempengaruhi proses C/O log untuk memperkirakan saturasi (Sinha, Kumar, & Pandey, 2011),

Nilai karbon yang tinggi dapat ditemukan pada zona minyak, dan nilai yang rendah pada zona air. Namun, masalah yang didapatkan dari indikasi saturasi minyak pada C/O log ini adalah litologi. Sebagaimana karbonat memiliki unsur karbon dalam litologinya, dengan contoh pada *limestone* dan *dolomite*. Karena adanya karbon dalam karbonat, nilai C/O pada formasi karbonat akan meningkat walaupun tidak adanya minyak pada formasi tersebut. Maka dari itu, masalah ini diselesaikan dengan karakterisasi peralatan yang tepat untuk berbagai litologi dengan menggunakan nilai *Calcium-Silica* (Ca/Si) sebagai indikator litologinya (OilField Knowledge, 2019). Nilai dari C/O dan Ca/Si akan memberikan hasil yang berlawanan untuk menunjukkan kondisi formasi. Kurva utama dari C/O log ini adalah *Carbon to Oxygen Ratio* (COIR) dan *Calcium to Silicon Ratio* (LIRI) yang bergantung pada perhitungan emisi gamma ray dari tumbukan *inelastic* (Rourke, Prabowo, & Winarti, 2004). Dikatakan bahwa formasi diisi oleh minyak ditunjukkan pada nilai kurva COIR berkisar pada 0,445-0,56 MeV (porositas ≤ 50 p.u) dan jika diisi air nilai LIRI berkisar pada nilai 0,43-0,445 MeV (porositas ≤ 50 p.u). Sedangkan untuk kurva LIRI, formasi diisi air jika berada pada nilai berkisar 1,20-1,35 MeV (porositas ≤ 50 p.u) (Truax, Jacobson, Simpson, Durbin, & Vasquez, 2001). COIR terplot bersama kurva LIRI. Indikasi kualitatif dari bersilangnya kurva C/O dan kurva Ca/Si menandakan hidrokarbon, ditandai dengan terbentuknya *shade* berwarna hijau (A.Simpson, et al, 1998).

Salah satu contoh dari penampakan log RMT dari perusahaan Halliburton dapat dilihat pada Gambar 2.1. Evaluasi log *cased hole* khususnya pada RMT, selain itu kurva-kurva lainnya dapat digunakan untuk mendukung dalam evaluasi litologi yang ada dalam formasi. Pada Gambar 2.1, keberadaan air dalam formasi dapat dilihat pada kurva *Oxygen Activation Index* (OAI) yang berdefleksi ke arah nilai yang lebih tinggi. Terdapat juga kurva IRIN dan RCAP yang merupakan kurva *inelastic* dan *capture near to far detector* yang akan terbentuk *shade* warna merah dari bersilangnya kedua kurva menandakan adanya gas pada formasi. Nilai hidrogen yang terkandung dari formasi dapat dilihat pada kurva HPLI. Hidrogen dalam hidrokarbon cenderung rendah, jadi apabila kurva HPLI tersebut

memberikan defleksi kurva ke arah nilai yang rendah, maka formasi tersebut merupakan formasi hidrokarbon.

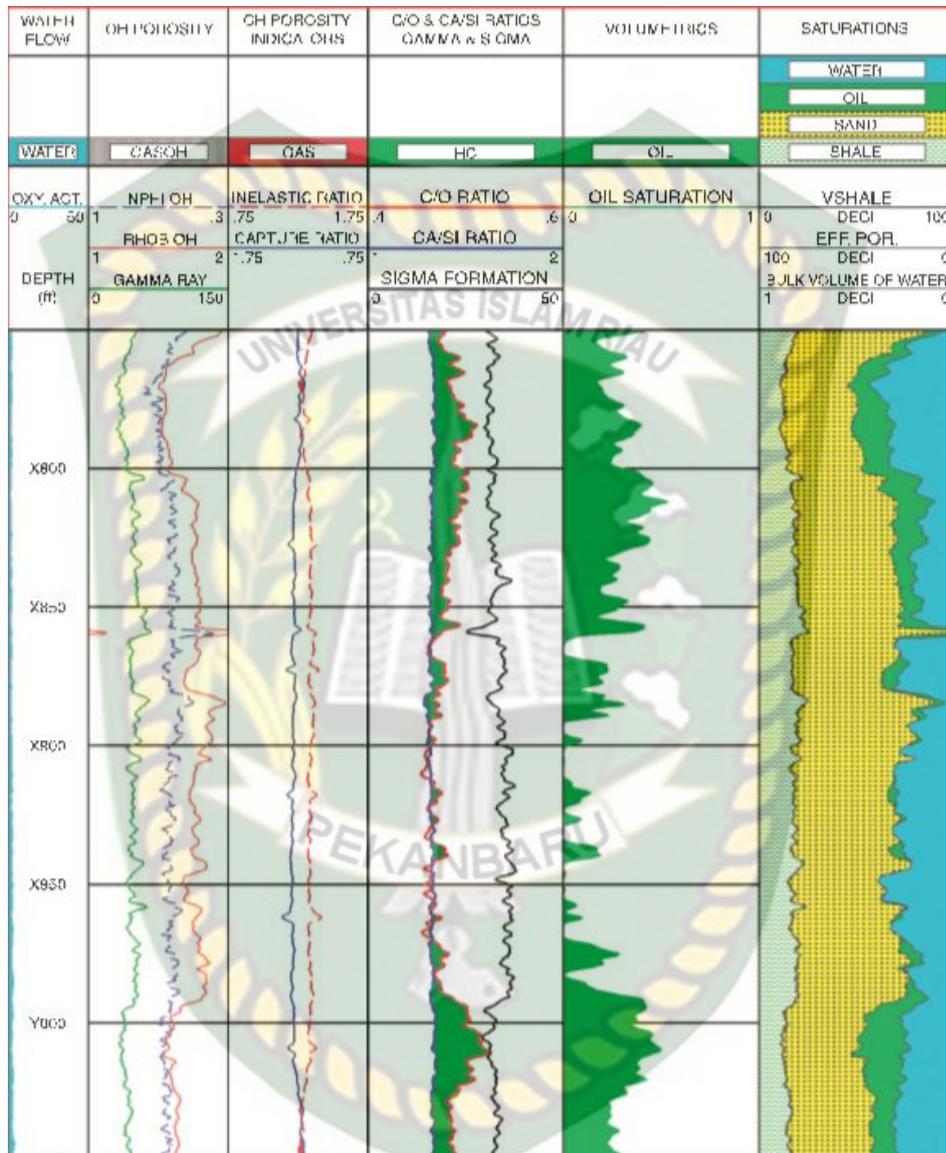


Gambar 2.1 Contoh Presentasi Log RMT (Courtesy of Halliburton, 2014)

Hasil interpretasi evaluasi *cased hole log* dengan menggunakan log rangkaian *pulsed-neutron logging* atau C/O log bernama RMT ini, khususnya posisi zona minyak dan air serta nilai saturasi minyak dalam formasi, kemudian akan dikorelasi dengan software yang telah dikembangkan oleh perusahaan Halliburton yang dalam penelitian ini bernama Carboxsat. Carboxsat berfungsi menginterpretasi saturasi minyak dalam formasi berdasarkan data yang telah didapatkan dari data C/O log pada RMT (Halliburton, 2007).

Contoh presentasi dari Carboxsat dapat dilihat pada Gambar 2.2. Gambar di bawah adalah merupakan contoh Carboxsat yang digunakan pada penelitian yang pernah menggunakan software ini. Carboxsat menampilkan kurva porositas densitas dan neutron diikuti juga dengan kurva gamma ray pada saat *open hole*. Hasil dari persilangan kedua kurva tersebut menandakan ada gas pada formasi yang ditandai oleh shade berwarna merah. Terdapat indikasi dari interpretasi C/O log, yaitu kurva *C/O ratio*, *Ca/Si ratio*, dan Sigma. Total saturasi dari hidrokarbon dan nilai kurva nilai volumetrik dari volume *shale*, porositas efektif, dan *bulk volume* air untuk memberikan nilai saturasi dari air dan hidrokarbon juga ditunjukkan pada Carboxsat ini. Pada kurva-kurva dari hasil Carboxsat tersebut diikuti dengan munculnya *shade* berbagai warna yang dapat dilihat keterangannya pada kepala log. Hasil defleksi kurva yang biasa dijadikan kurva utama yang

pertama kali diamati dalam Carboxsat adalah kurva yang berada paling kanan atau akhir dan biasanya memberikan shade hasil defleksi kurva berwarna hijau untuk formasi hidrokarbon dan biru untuk formasi air.



Gambar 2.2 Contoh Presentasi Carboxsat (Halliburton, 2009)

2.3.3 Contoh Kasus Penggunaan C/O Log

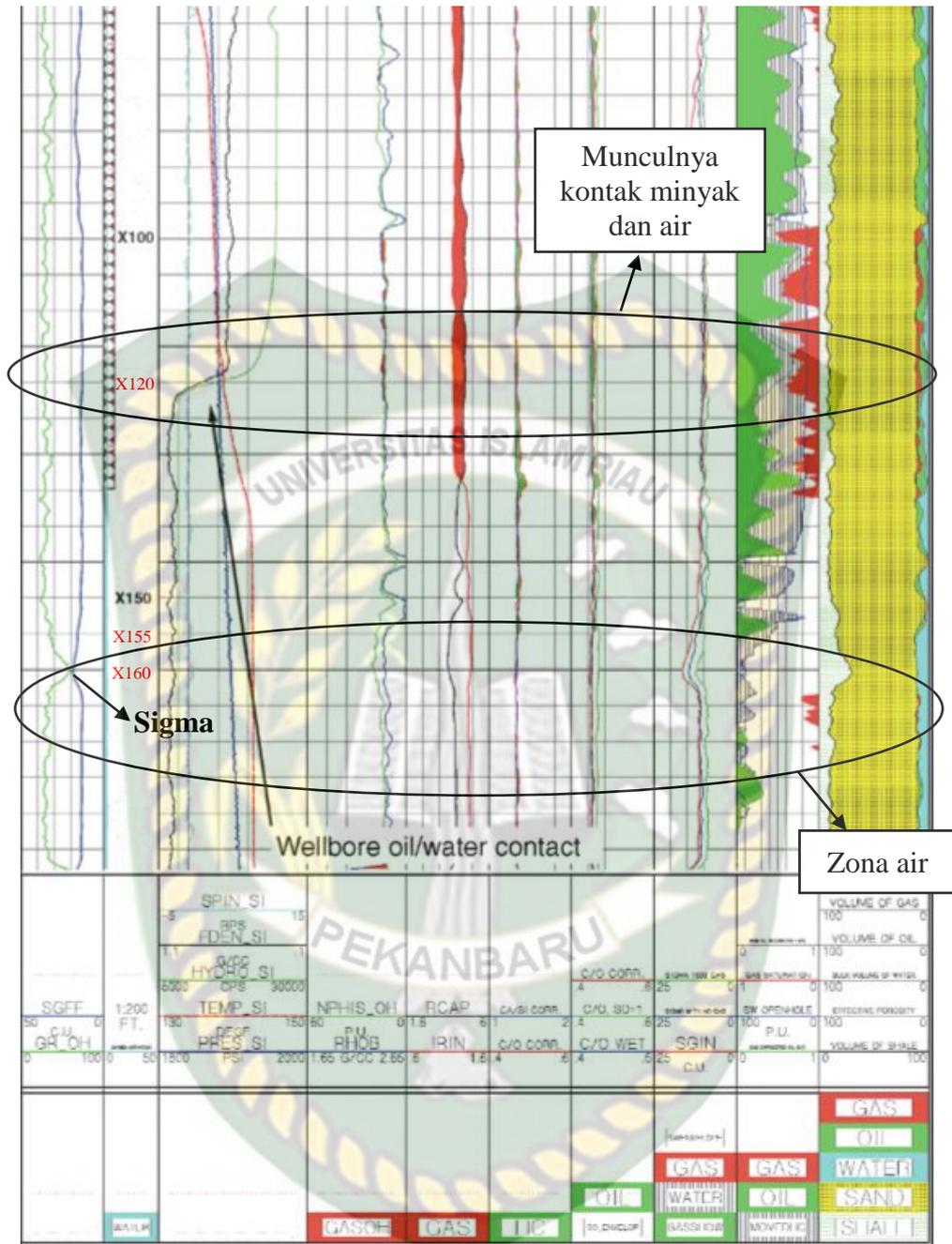
Pemakaian peralatan C/O log berdiameter terbaru bernama RMT ini telah banyak yang menunjukkan keberhasilan dalam menunjukkan kondisi formasi yang diinginkan. Adapun beberapa contoh kasus yang pernah menggunakan rangkaian dari C/O Log dari perusahaan Halliburton diantaranya :

1. *Field Experience* dengan Sistem Terbaru *Carbon/Oxygen* pada Kondisi *Wellbore* dan Formasi Kompleks (Simpson, Truax, & Younse, 2001)

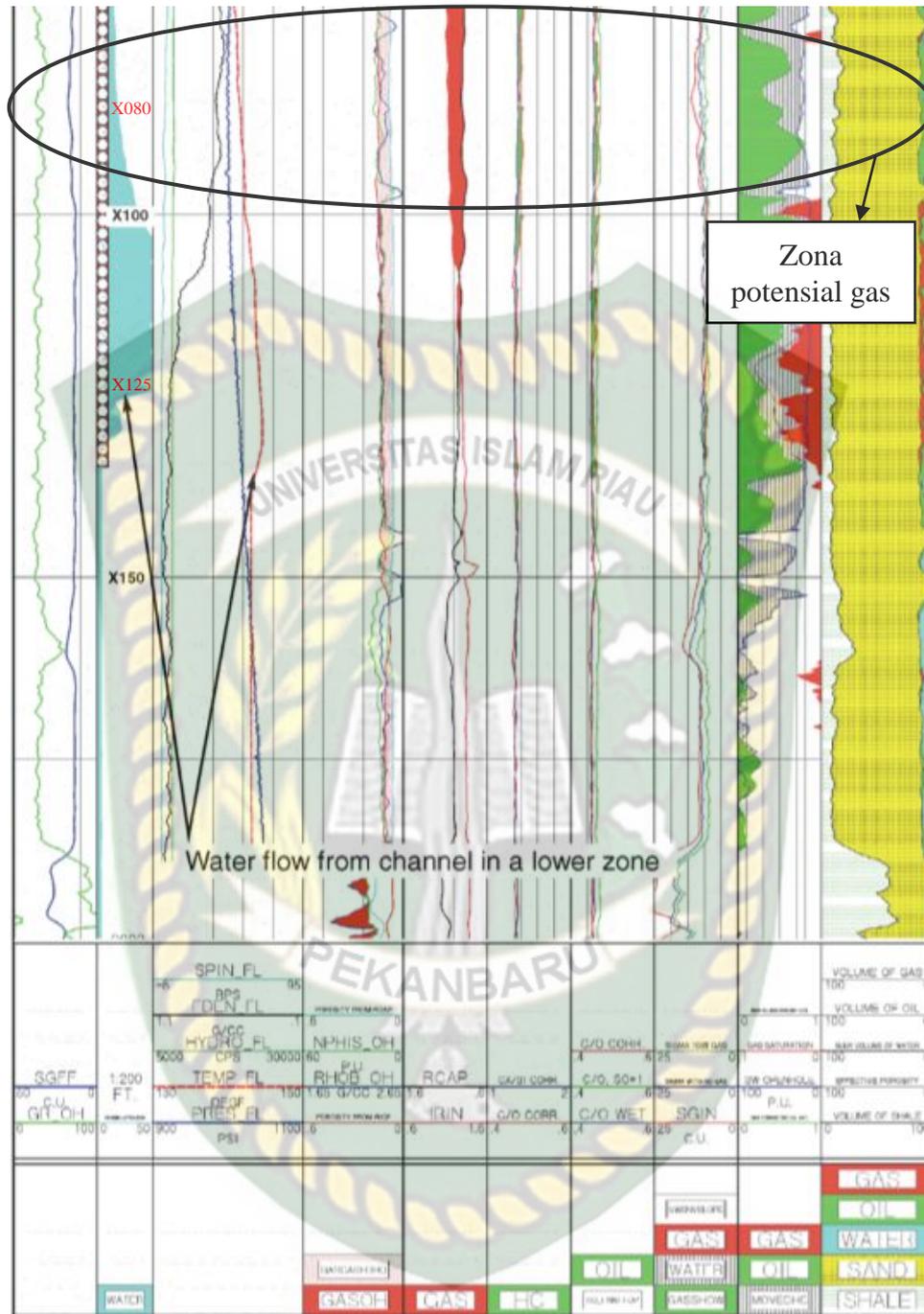
Lapangan minyak ini berada di Papua New Guinea. Menggunakan peralatan RMT-Elite, sebuah detektor dan teknologi elektron modern yang memiliki kesensitifan dalam pencocokannya dengan keadaan sumur sangat dekat. Peralatan ini dipilih pada proyek ini adalah untuk identifikasi kontak fluida pada formasi, menentukan saturasi, dan mengetahui lokasi potensial minyak yang masih tertinggal setelah sumur di *casing*. Sumur ini menjalankan C/O log pada saat sumur masih dijalankan dan saat sumur telah *dishut-in*. Hasil dari C/O log ini dapat dilihat pada Gambar 2.3 untuk sumur yang *dishut-in* dan Gambar 2.4 untuk sumur yang masih dijalankan.

Kontak air dan minyak ditemukan pada kedalaman X120 ft Gambar 2.3 dilihat dari perubahan kurva dari data PLT pada *track 2* (dalam lingkaran). Sedangkan pada kedalaman X150 kebawah tepatnya pada X160 ft, kurva sigma pada *track 8* meningkat, menandakan bahwa zona tersebut merupakan zona air. Sedangkan untuk mengetahui koreksi nilai saturasi dari minyak dan air, dapat dilihat pada *track 9* yang merupakan hasil koreksi dari Papuasat. *Shade* yang terbentuk oleh warna hijau pada gambar menandakan hidrokarbon, *shade* warna merah merupakan gas, sedangkan garis kurva berwarna biru merupakan nilai dari saturasi air pada saat *open hole*.

Perubahan yang terlihat dari Gambar 2.4 pada saat sumur dijalankan, yaitu ditemukannya *water channeling* pada kedalaman X125 ft. Disebabkan karena meningkatnya temperatur pada kedalaman yang merupakan zona perforasi tersebut. Hal tersebut dapat dilihat pada *track* kedalaman dan hasil PLT log pada *track 2*. Untuk keseluruhan nilai saturasi pada sumur ini, menunjukkan hasil yang sama dengan saat sumur *dishut-in*. Formasi gas banyak ditemukan pada kedalaman di atas X080 ft, dilihat dari banyaknya terbentuknya *shade* berwarna merah pada hasil korelasi Papuasat pada *track 9*. Maka dari itu, dapat ditentukan bahwa kedalaman X035-X095 ft merupakan zona potensial (dalam lingkaran) untuk memproduksi minyak dan mengurangi produksi gas.



Gambar 2.3 Penampakan C/O log pada saat sumur dishut-in lapangan Papua New Guinea (Simpson, Truax, & Younse, 2001)



Gambar 2.4 Penampakan C/O log pada saat sumur masih dijalankan lapangan Papua New Guinea (*Simpson, Truax, & Younse, 2001*)

2. Evaluasi Hidrokarbon Menggunakan *Carbon Oxygen (C/O) Ratio* dan *Sigma Tool* (Alameedy, 2014)

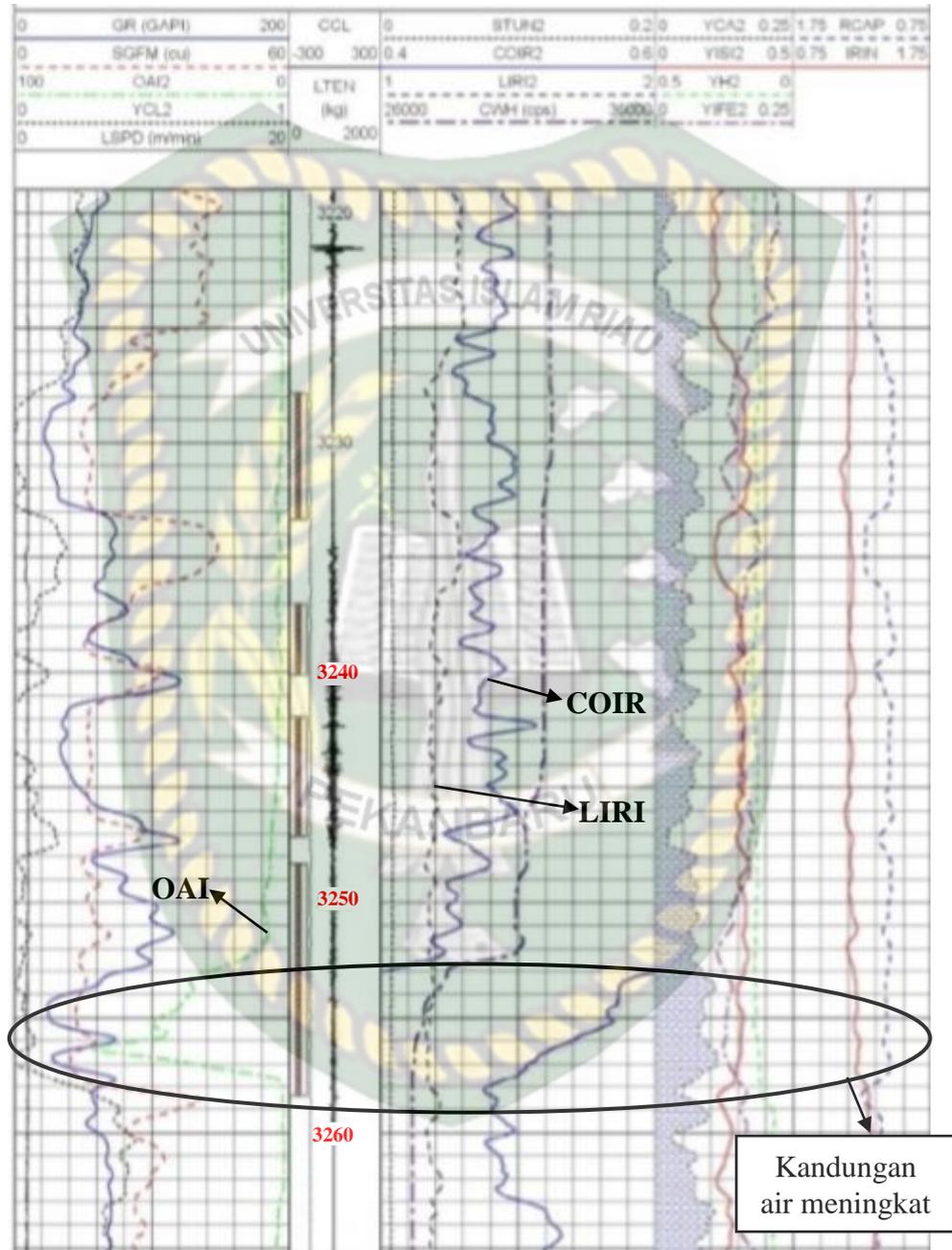
Proyek ini dijalankan pada Lapangan North Rumaila, tepatnya pada formasi *sandstone* Zubair. Menggunakan rangkaian RMT, peralatan *pulsed neutron* yang menggunakan induksi gamma ray spectroscopy dan perhitungan *decay time* untuk menentukan saturasi minyak dalam reservoir. Tujuan dari dijalankan C/O log pada kasus ini adalah untuk evaluasi minyak yang masih tersisa di zona yang pernah diproduksi, mengetahui lokasi zona produksi air, dan untuk mencari minyak yang terlewat pada zona interval yang belum diperforasi sebelumnya.

Kedalaman dilakukannya logging ini berdasarkan korelasi dari log *open hole* awal. Hasil dari *C/O mode* dapat dilihat pada Gambar 2.5 saat sumur masih dijalankan dan Gambar 2.6 saat sumur *dishut-in*. Kurva utama pada C/O log ini adalah kurva C/O (COIR) dan Ca/Si (LIRI). Kedua kurva tersebut akan saling mengimbangi dan saling berhimpitan jika menemukan zona air dan akan terpisah jika menemukan zona hidrokarbon. Kurva OAI yang berwarna hijau menunjukkan adanya air, meningkat saat sumur dijalankan, sedangkan saat sumur *dishut-in* kurva kembali turun yang ditunjukkan pada Gambar 2.6.

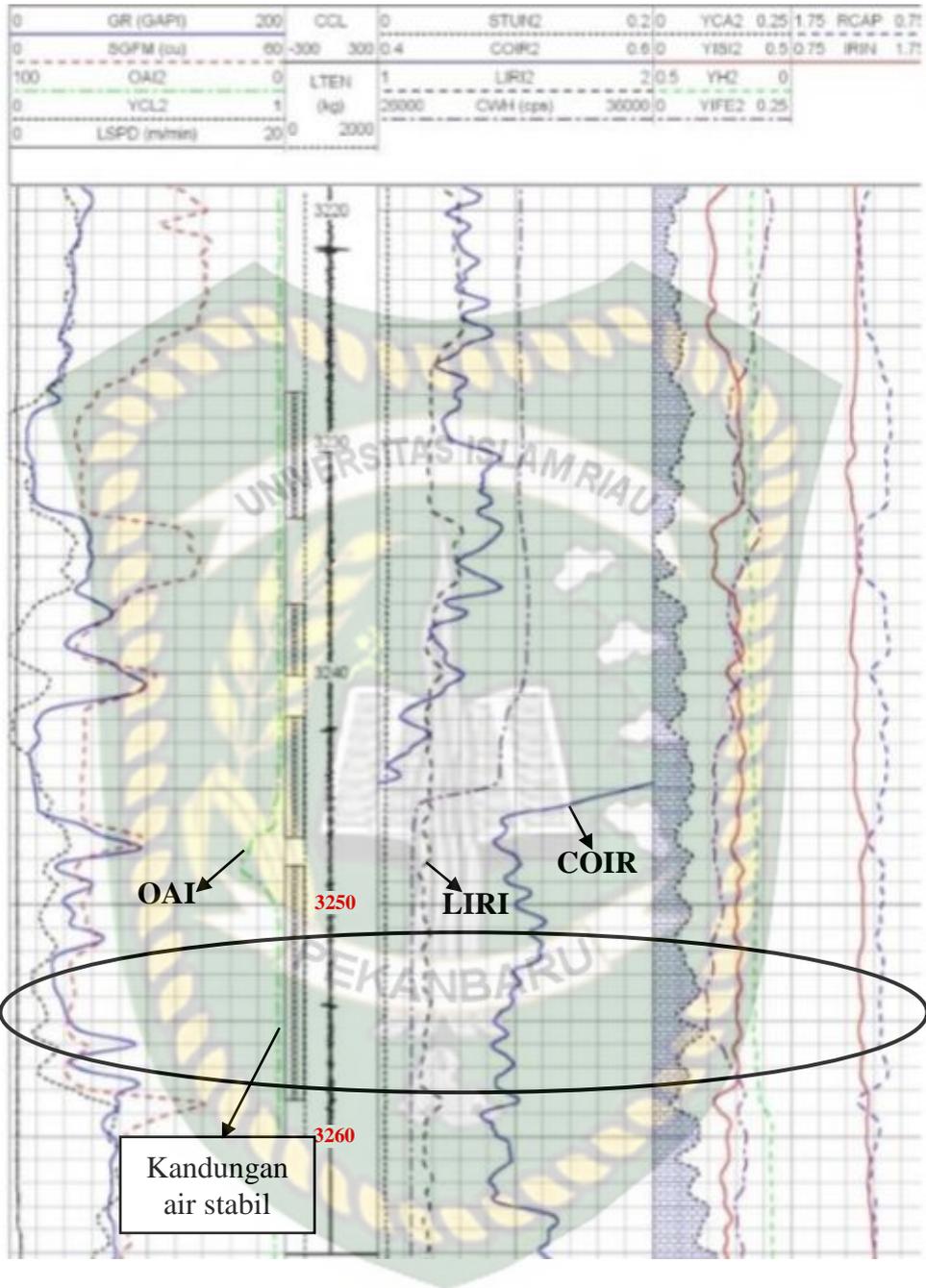
Setelah evaluasi C/O log, proyek ini juga menggunakan Carboxsat untuk analisis saturasi fluidanya. Analisis Carboxsat mengandalkan porositas total, porositas efektif, volume *shale*, dan koreksi COIR dan LIRI sebagai data masukan dasarnya. Gambar 2.7 merupakan gambar penampakan dari Carboxsat. Kurva korelasi C/O dan Ca/SI dapat dilihat pada *track* 3. Kedua kurva yang berpisah dan membentuk shade berwarna hijau merupakan zona hidrokarbon dan yang berhimpitan merupakan zona air seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.7 dalam lingkaran. *Shade* berwarna abu-abu yang ditunjukkan pada Gambar 2.7 adalah formasi hidrokarbon yang telah tersapu oleh air. Kedalaman 3243-3256 ft menunjukkan hasil yang demikian. Formasi hidrokarbon dapat jelas terlihat dai shade berwarna hijau yang terbentuk dan air oleh shade berwarna biru seperti yang ditunjukkan pada gambar.

Dapat disimpulkan dari hasil log, sumur ini tidak ditemukannya zona minyak yang terlewat. Hasil pada saat *open hole* dan *cased holenya* menunjukkan keadaan yang sama. Zona air banyak ditemukan pada kedalaman 3257-3269 ft

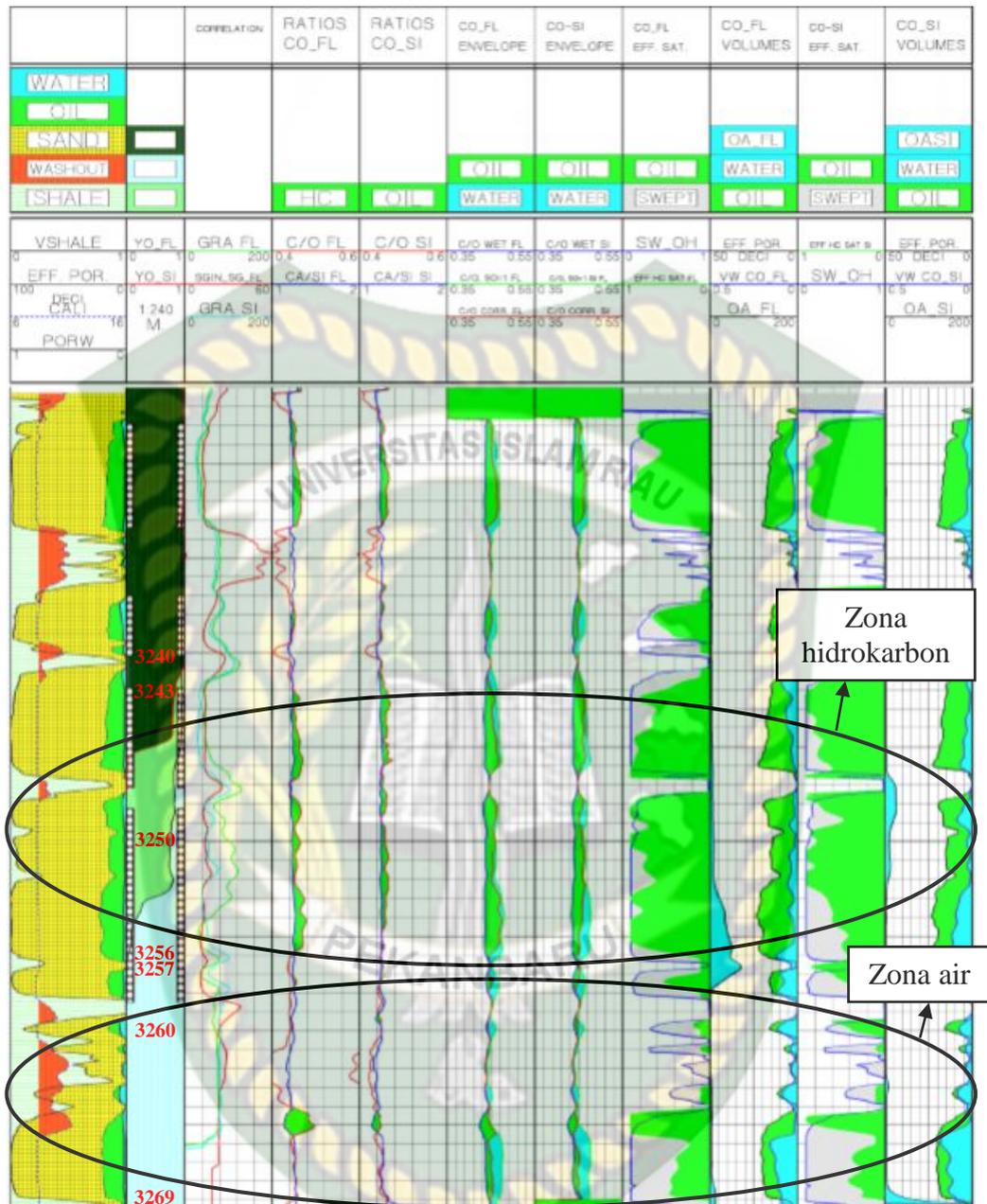
dan menyapu zona hidrokarbon yang berada di atasnya. Maka dari itu, productivity test akan sangat membantu memastikan apakah tiap zona yang telah dievaluasi tersebut dapat meningkatkan produksi minyak dari sumur ini.



Gambar 2.5 C/O mode saat sumur dijalankan (Almeedy, 2014)



Gambar 2.6 C/O mode saat sumur dishut-in (Almeedy, 2014)



Gambar 2.7 Hasil Log Analisis Carboxsat (Almeedey, 2014)

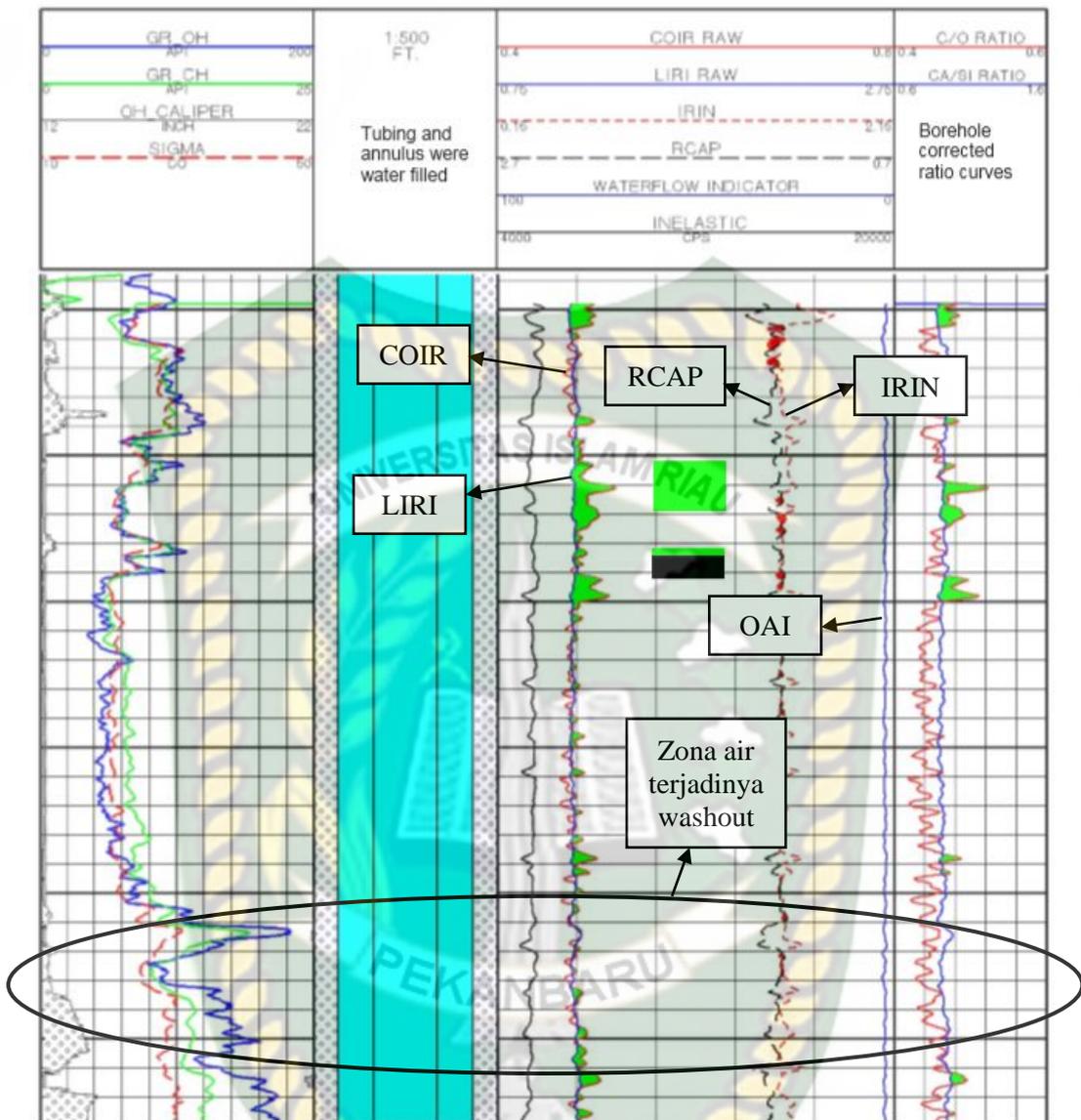
- Studi Kasus Carbon-Oxygen Logging Melalui Multiple Tubular String Offshoe Indonesia : Verifikasi Model Reservoir dengan Kontak Tekanan Fluida dan Identifikasi Minyak yang Terlewati (Rourke, Prabowo, & Winarti, 2004)

Studi kasus ini menunjukkan keberhasilan dalam penggunaan Peralatan *pulsed neutron* dalam kondisi ekstrim. Produksi air pada lapangan ini tergolong cukup tinggi sehingga operator membutuhkan untuk melakukan konfirmasi

workover yang memungkinkan dan keadaan reservoir yang sebelumnya dari evaluasi *pulsed neutron logging* ini. Lapangan Belida berada pada West Natuna Basin, Natuna Sea Offshore Indonesia. Terdiri dari 26 sumur dengan rata-rata nilai WC adalah 80%. Lapisan reservoir utama dari lapangan ini adalah The Lower Miocene, Lower Arang, dan The Upper Oligocene, Udang *Sand*. Kedua lapisan reservoir tersebut berada dalam lingkungan delta fluvial dan dipisahkan oleh 200 ft lapisan shale barat. Nilai WC saat ini telah mencapai 85%.

Salah satu kasus yang ditemukan pada lapangan ini yaitu berada sumur BB14ST1 pada Juli 2001. Sumur ini dibuka sejak tahun 1994. Tapi karena nilai WC telah mencapai 100%, terpaksa ditutup pada tahun 2003. Sumur BB14 ini hanya diproduksi pada formasi Udang *sand*, tidak sampai ke formasi Arang. Hasil dari logging sumur BB14 ini dapat dilihat pada Gambar 2.8. Tidak ada kenaikan mineral radioaktif dari ketiga kurva yang ada pada *Track 1*, yaitu kurva Gamma Ray pada saat *cased hole* (hijau), Gamma Ray pada saat *open hole* (biru), dan sigma (merah). Hal ini berarti tidak ada kenaikan dalam produksi airnya. Pada *track* yang sama, kurva caliper (hitam) juga tidak menunjukkan indikasi adanya *washout* yang signifikan di seluruh interval, hanya ditemukan pada kedalaman 50 ft di bawah.

Pada *track 2*, kurva COIR dan LIRI ditemukan saling bersilangan pada beberapa interval. Tidak ditemukan unsur gas dari sumur ini jika dilihat dari kurva IRIN dan RCAP yang tetap saling berdefleksi searah dan tidak membentuk shade berwarna merah. Sedangkan kurva biru yang berada pada pinggir *track 2* ini merupakan kurva indikator waterflow. Kurva ini berasal dari aktifator oksigen (OAI). Namun tidak ditemukan aliran air yang naik kedalam C/O tool. *Track 3* merupakan koreksi dari kurva C/O dan Ca/Si. Dari hasil logging pada Gambar 2.8 ini, dapat disimpulkan bahawa ditemukan adanya indikasi hidrokarbon yang tersisa. Hal tersebut dapat dilihat bahwa tidak ada perubahan yang terlalu besar dari hasil log *open hole*.



Gambar 2.8 Hasil C/O Log Sumur BB14 Lapangan Belida (Rourke, Prabowo, & Winarti, 2004)

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan menggunakan rangkaian log *cased hole* yaitu C/O log yang dikembangkan oleh perusahaan Halliburton bernama *Reservoir Monitoring Tool* (RMT). Data yang digunakan adalah data primer yang didapatkan dari data laporan perusahaan BOB PT. BSP Pertamina Hulu Zamrud berupa data produksi, data reservoir, data fluida, *well schematic*, data logging, dan data *history* sumur. Data sekunder yang bersumber dari buku, jurnal, dan prosiding yang sesuai dengan topik penelitian juga digunakan guna membantu dalam menyelesaikan penelitian. Penelitian dimulai dari pengumpulan data yang dilakukan pada tanggal 1 s/d 15 April 2019 bertempat di perusahaan BOB PT. BSP Pertamina Hulu Zamrud. Dilanjutkan dengan penelitian berupa evaluasi keadaan reservoir dari beberapa sumur terpilih yang didapat dari perusahaan. Proses penelitian (*flow chart*) yang dilakukan dalam penelitian ini dapat dilihat pada Gambar 3.1 di bawah ini.

3.2 FLOW CHART PENELITIAN



Gambar 3.1 Flow chart penelitian

3.3 STUDI LAPANGAN

Kegiatan penelitian dilakukan pada Lapangan AWN. Lapangan AWN ini dikelola oleh BOB PT. BSP – Pertamina Hulu yang menggunakan sistem bagi hasil (*Production Sharing*) dengan pemerintah Indonesia. Lapangan ini merupakan salah satu aset lapangan didalam blok milik BOB PT.BSP-Pertamina Hulu dan terletak di Kabupaten Siak Sri Indrapura, Provinsi Riau.

Lapangan ini dikelola oleh PT. Caltex Pasific Indonesia sebelumnya pada tahun 2002. Lapangan AWN termasuk kedalam Blok Cekungan Sumatera Tengah. Ditemukan pada tahun 1978 dan mempunyai 5 formasi seluas 1796 *acre* dengan estimasi *Original Oil In Place* (OOIP) sebesar 637,7 MMSTB dan *Estimated Ultimate Recovery* (EUR) sebesar 257,9 MMSTB. Lapangan AWN mulai berproduksi pada tahun 1983.

Produksi lapangan AWN berasal dari lapisan Telisa, Bekasap dan Bangko. Lapangan AWN memiliki 178 sumur produksi, 35 sumur injeksi, serta 1 fasilitas *Gathering Station* (GS). Total produksi minyak dari lapangan ini telah mencapai 235,5 MMSTB (2013) dan *remaining reserve* sebesar 22,4 MMSTB. Sedangkan pompa yang digunakan untuk sumur produksi adalah *Electrical Submersible Pump* (ESP), *Progressing Cavity Pump* (PCP), dan *Sucker Rod Pump* (SRP). Karakteristik dari reservoir dan fluida dari lapangan AWN dapat dilihat pada Tabel 3.1 dibawah ini

Tabel 3.1 Karakteristik Reservoir dan Fluida Lapangan AWN

Data Reservoir dan Fluida	Satuan	Reservoir				
		1	2	3	4	5
<i>Area, Reservoir</i>	Acres	1.850	8.055	8.055	4.966	4.966
<i>Volume, Reservoir</i>	Acft	23.714	358.001	358.001	138,9	138,9
<i>Depth of Pay, Avg.</i>	Ft	2810	2850	2850	2950	2950
<i>Gas/Oil Contact</i>	Ft SS	-	-	-	-	-
<i>Oil/Water Contact</i>	Ft SS	3.212	3.346	3.346	3.267	3.267
<i>Reservoir Drive</i>		Water	Water	Water	Water	Water
<i>Porosity, Avg</i>	%	20,3	22,7	22,7	24,4	24,4
<i>Saturation Water</i>	%	38,1	36,6	36,6	35,5	35,5
<i>FVF, Oil</i>	RB/STB	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
<i>Permeability, Avg.</i>	mD	480	440	440	389	389
<i>Pressure. Orig. Res.</i>	Psig	1.283	1.283	1.283	1.283	1.283
<i>Pressure Current, Avg.</i>	Psig	350	600	600	600	600
<i>Datum, Depth</i>	Ft SS	2.962	2.962	2.962	2.962	2.962
<i>Pressure, Oil Sat.</i>	Psig	192	192	192	292	292
<i>Gor, Dissolved Gas</i>	SCF/STB	46	46	46	59	59
<i>Viscosity, Oil Res.</i>	cP	2,4	2,5	2,5	2,4	2,4
<i>Viscosity, Water Res.</i>	cP	-	0,3	0,3	0,3	0,3
<i>Viscosity, Gas Res.</i>	cP	-	-	-	-	-
<i>Temperature, Res</i>	°F	222	222	222	222	222
<i>Pour Point, Oil</i>	°F	110	110	110	110	110
<i>Gravity, Oil</i>	°API	-	40	40	38	38

Sumber : BOB PT. BSP Pertamina Hulu (2012)

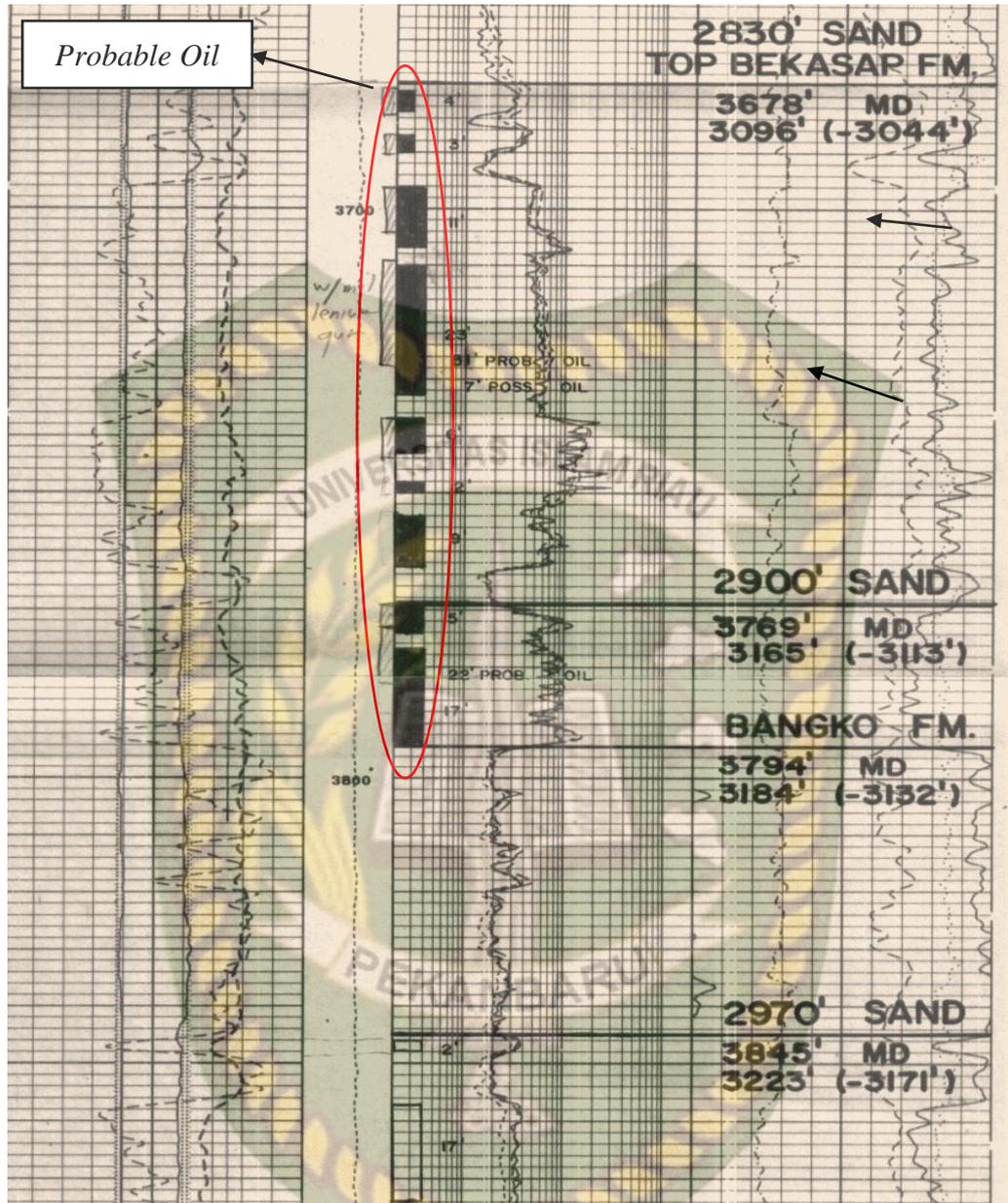
Keterangan:

1. Bekasap 2800 ft *sand*
2. Bekasap 2830 ft *sand*
3. Bekasap 2900 ft *sand*
4. Bangko 2970 ft *sand*
5. Bangko 3050 ft *sand*

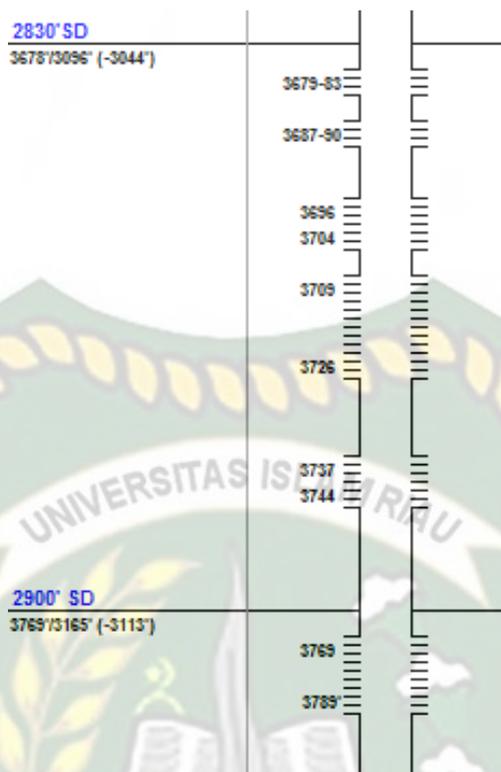
Adapun studi lapangan penelitian pada Lapangan AWN ini dilakukan pada sumur produksi A#148 dan sumur produksi A#150. Berikut merupakan kondisi dari masing-masing sumur yang digunakan dalam penelitian :

1. Sumur A#148

Sumur A#148 pertama kali dibor pada tahun 2001. Produksi Sumur A#148 hanya berasal dari lapisan reservoir Bekasap 2830' *sand* yang memiliki 51' *probable oil* dan Bekasap 2900' *sand* yang memiliki 22' *probable oil*. Hal ini dapat dilihat pada Gambar 3.2 yang merupakan data logging *open hole* dari sumur ini. Sumur A#148 ini pertama kali membuka 6 interval perforasi pada kedua lapisan *sand* yang dimulai dari kedalaman 3679 ft hingga kedalaman 3789 ft seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.3.

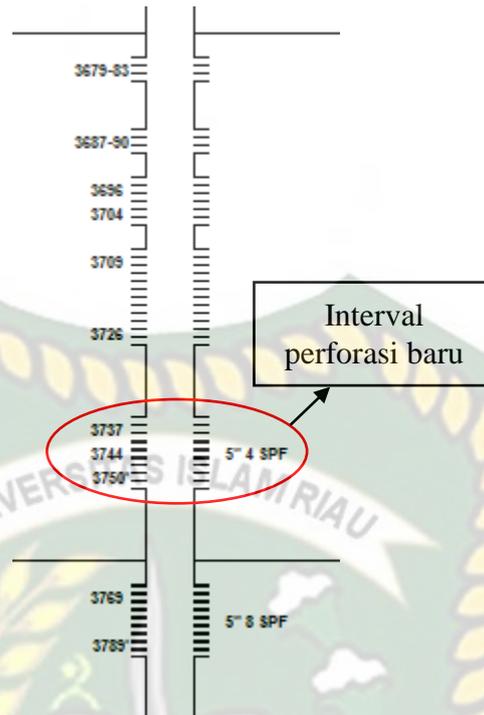


Gambar 3.2 Data logging open hole Sumur A#148 (Courtesy of BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2001)



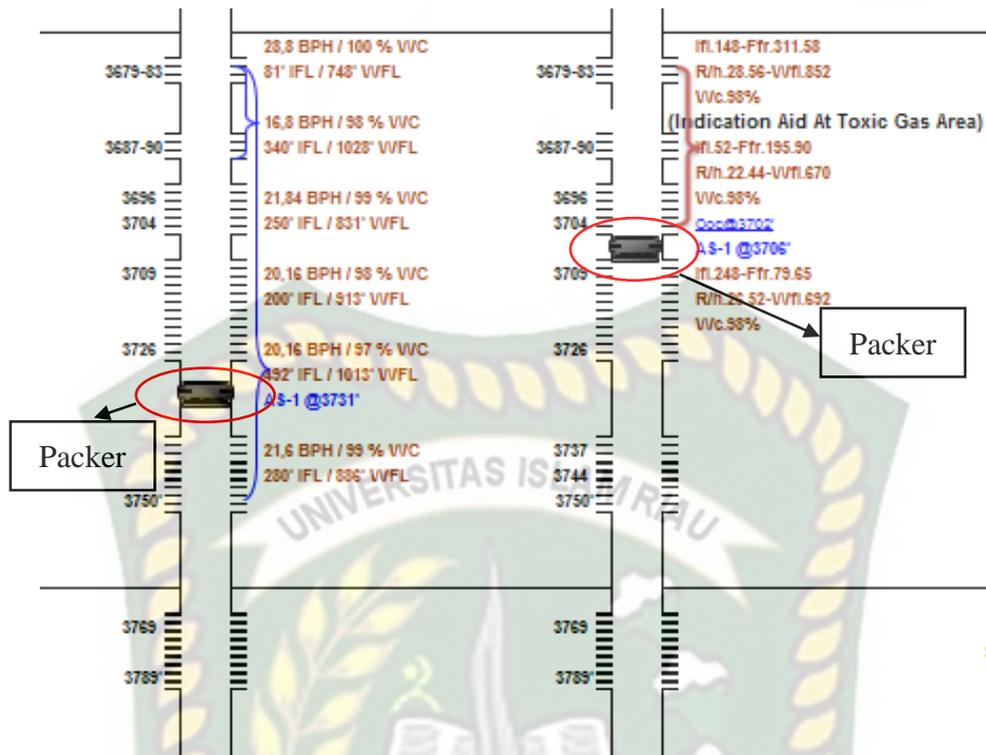
Gambar 3.3 Well Schematic dari Sumur A#148 saat pertama kali dibuka perforasi (Courtesy of BOB PT. Bumi Siak Pusako, 2001)

Sumur ini telah dilakukan beberapa kali *workover* disebabkan oleh beberapa masalah yang terjadi selama sumur diproduksi. Setelah dilakukan perforasi pertama kali, pada tahun yang sama dilakukan *sizing pump* untuk menghindari kerusakan pompa karena pada saat itu produksi fluida dari sumur ini menurun. Kemudian, dibuka interval perforasi baru setahun setelahnya, tepatnya tahun 2002 untuk meningkatkan hasil produksi. Interval baru tersebut diperforasi pada lapisan Bekasap 2830' *sand* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.4.



Gambar 3.4 *Well Schematic* dari Sumur A#148 pada saat penambahan interval perforasi baru tahun 2002 (*Courtesy of BOB PT. Bumi Siak Pusako, 2002*)

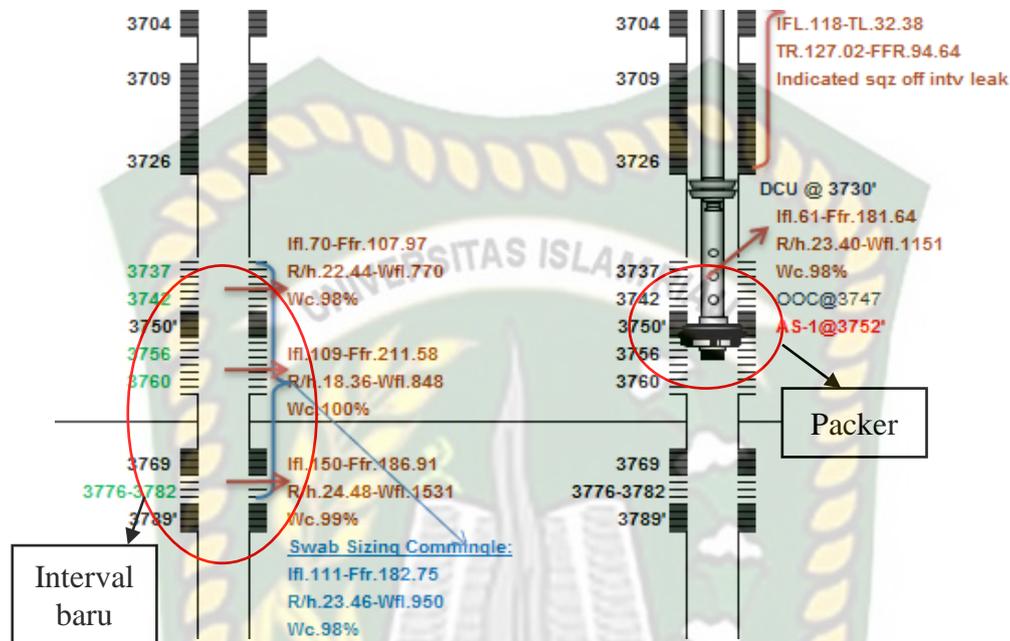
Permasalahan yang sering terjadi dari Sumur A#148 ini adalah meningkatnya nilai WC. Namun hal itu tidak menghambat kerja dari sumur ini untuk tetap memproduksi minyak. Namun pada tahun 2010, nilai WC meningkat hingga 98%. *Water Shut Off* (WSO) yang merupakan pilihan terbaik yang dilakukan adalah pemasangan *packer*. *Packer* dipasang di atas interval kedalaman 3737 ft guna menutup interval dibawahnya yang memproduksi lebih banyak air seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.5 (kiri). Setelah dipasang *packer* tersebut, nilai WC menurun dan kembali memproduksi minyak dalam beberapa tahun.



Gambar 3.5 Well Schematic dari Sumur A#148 pada saat dilakukan WSO, berupa pemasangan packer (Courtesy of BOB PT. Bumi Siak Pusako, 2010).

Tahun 2013, Sumur A#148 mengalami kenaikan WC kembali bahkan mencapai 100%. Maka dilakukan *reviewing* kondisi reservoir yang pada saat itu menggunakan *Reservoir Saturation Tool* (RST) dari Perusahaan Schlumberger. Setelah diketahui kondisi reservoir, dilakukan *swabbing test* dan kemudian dilakukan WSO dengan memindahkan posisi packer di atas interval kedalaman 3709 ft seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.5 (kanan). Namun WC tidak mengalami penurunan dari angka 100%. Diputuskan untuk melakukan *squeeze cementing* di semua interval dilanjutkan dengan reperforasi pada beberapa interval, yaitu 3737-3742 ft, 3756-3760 ft, dan 3776-3782 ft yang dapat dilihat pada Gambar 3.6 (kiri). Setelah dilakukan *swabbing test*, WC tetap bernilai 100%. Hingga akhirnya dipasang packer di atas interval kedalaman 3756 ft yang dapat dilihat pada Gambar 3.6 (kanan). Ditutupnya zona air menggunakan packer tersebut berhasil menurunkan nilai WC hingga 98% dan sumur ini kembali memproduksi minyak hingga beberapa tahun kedepan dengan hanya membuka satu interval perforasi. Setelah beberapa tahun diproduksi, WC tetap bernilai 98% hingga akhirnya diputuskan untuk melakukan stimulasi agar WC menurun dan

produksi minyak bertambah. Stimulasi yang dilakukan adalah acidizing, yaitu menginjeksikan senyawa acid yang dapat menurunkan produksi air. Setelah dilakukan swabbing pada interval yang sama dan stimulasi tersebut berhasil memberikan hasil WC yang menurun hingga 90%.

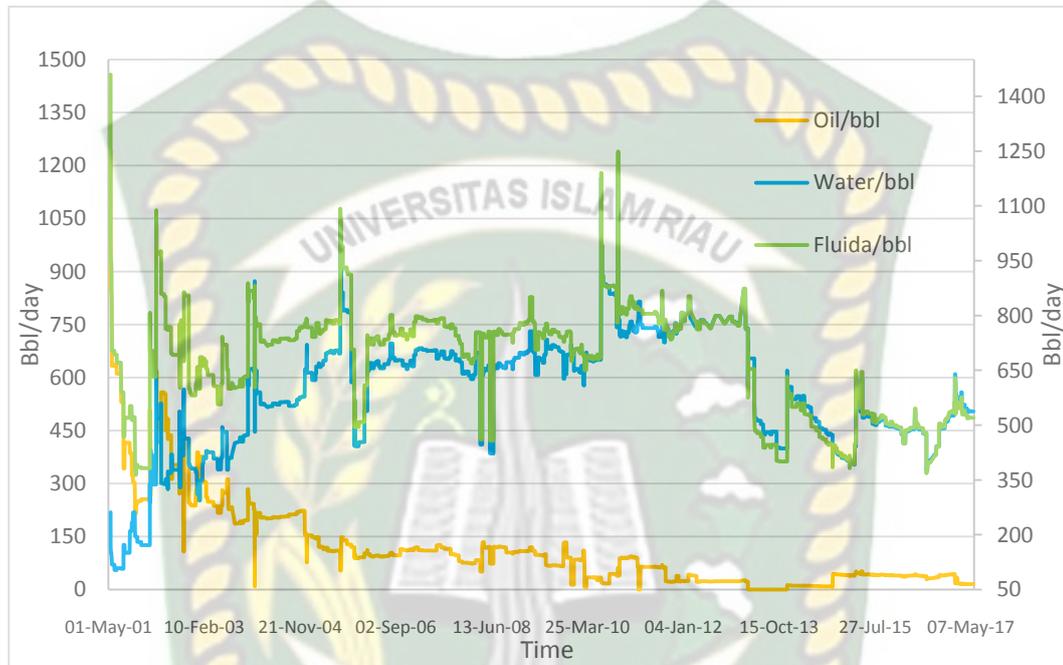


Gambar 3.6 Well Schematic dari Sumur A#148 pada saat dilakukan RST dan reperforasi (kiri) serta pemasangan packer (kanan) tahun 2013 (Courtesy of BOB PT. Bumi Siak Pusako, 2013).

Walau telah dilakukan *workover* berulang kali dan berhasil menurunkan nilai WC, tetap saja nilai WC kembali naik pada tahun 2017 mencapai 98% tepatnya pada bulan Mei 2017. Maka dari itu dilakukan evaluasi reservoir menggunakan rangkaian log *cased hole* berupa C/O log dari perusahaan Halliburton, yaitu RMT. C/O log pada sumur A#148 ini dijalankan pada bulan yang sama, tepatnya tanggal 21 Mei 2017. Namun sebelumnya, sumur A#148 ini ditutup terlebih dahulu pada tanggal 18 Mei 2017. *Top log* dari log kali ini adalah 3550 ft dan *bottom log* nya adalah 4036 ft. Evaluasi rangkaian log ini berguna untuk menentukan pekerjaan terbaik yang dapat dilakukan agar mengetahui zona yang tepat sehingga nilai WC menurun dan dapat kembali memproduksi minyak secara maksimal.

Hingga bulan Mei 2017, sumur ini telah memproduksi minyak sebesar 658.233 Bbl. Perkembangan hasil produksi dari Sumur A#148 dari awal

diproduksi hingga tahun 2016 sebelum dilakukannya evaluasi RMT dapat dilihat dalam bentuk grafik pada Gambar 3.7. Pada gambar tersebut, produksi air terlihat semakin meningkat sedangkan produksi minyak makin lama makin menurun. Bahkan pada beberapa tahun terakhir, produksi air mendominasi produksi fluida dari sumur ini.



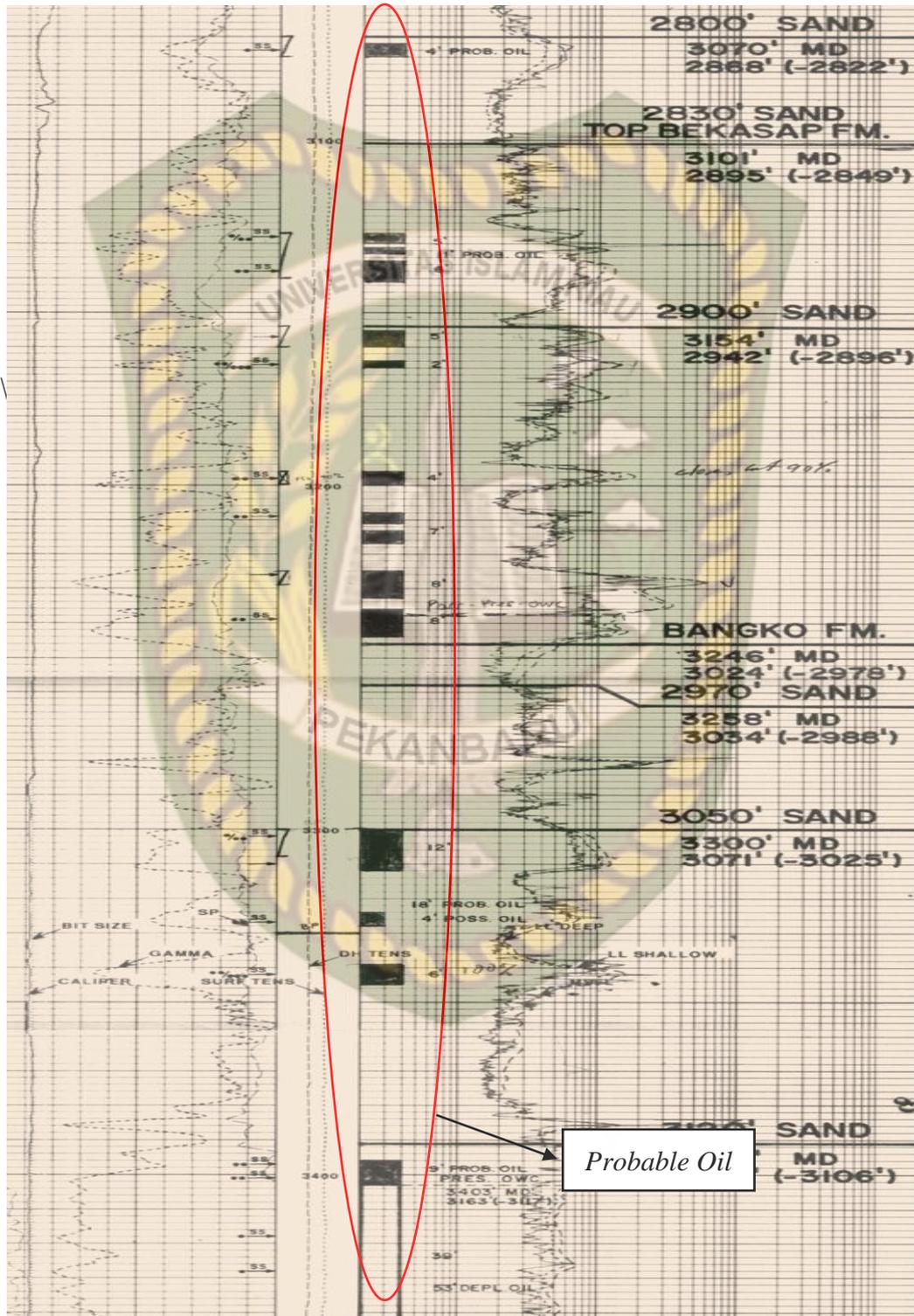
Gambar 3.7 Grafik Hasil Produksi Sumur A#148 hingga Mei 2017 sebelum dilakukan evaluasi log RMT (*Courtesy of BOB PT. Bumi Siak Pusako*)

2. Sumur A#150

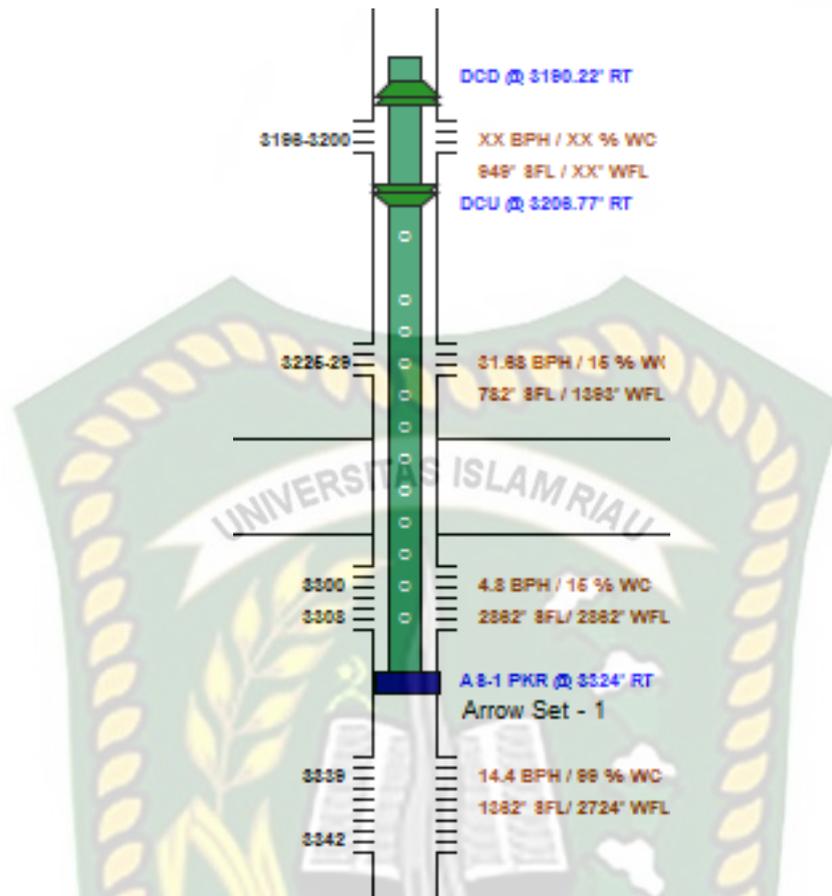
Produksi minyak Sumur A#150 berasal dari 5 lapisan reservoir diantaranya, Bekasap 2800' *sand* yang memiliki 4' *probable oil*, Bekasap 2830' *sand* yang memiliki 11' *probable oil*, Bekasap 2900' *sand* yang memiliki 34 *probable oil*, Bangko 3050' *sand* yang memiliki 22' *probable oil*, dan Bangko 3120' *sand* yang memiliki 9' *probable oil*. Hal tersebut dapat dilihat pada Gambar 3.8. Sumur A#150 ini pertama kali diproduksi sejak tahun 2001 dimulai dengan membuka 4 interval perforasi yang berada diantara kedalaman 3196-3200 ft, 3225-3229 ft, 3300-3308 ft, dan 3339-3342 ft yang untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Gambar 3.9. Namun karena disebabkan tingginya nilai WC, interval 3196-3200 ft dan 3339-3342 ft harus diisolasi. Sehingga hanya diproduksi pada dia interval perforasi.

Pada tahun 2002, dibuka interval perforasi baru pada lapisan Bekasap 2800' *sand*, Bekasap 2930' *sand*, dan Bekasap 2900' *sand*. Setelah diperforasi, dipasang packer jenis CIBP di atas kedalaman 3339-3342 ft. Setahun setelahnya, dibuka kembali perforasi baru pada kedalaman. Namun, setelah diproduksi hingga tahun 2007, nilai WC malah meningkat hingga 98%. Tindakan WSO segera dilakukan pada sumur ini berupa pemasangan packer di atas kedalaman 3196 ft. Pemasangan packer tersebut berhasil menurunkan WC hingga beberapa tahun kedepan.

Dokumen ini adalah Arsip Miik :

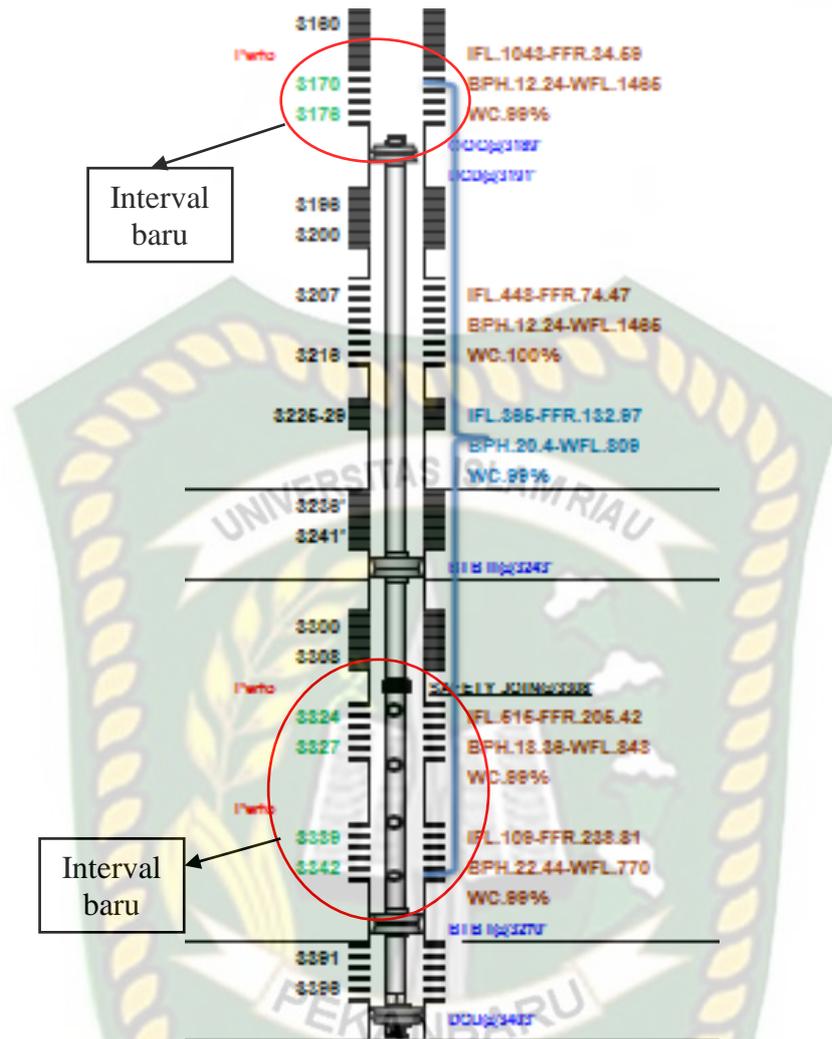


Gambar 3.8 Data log open hole Sumur A#150 (Courtesy of BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2001)



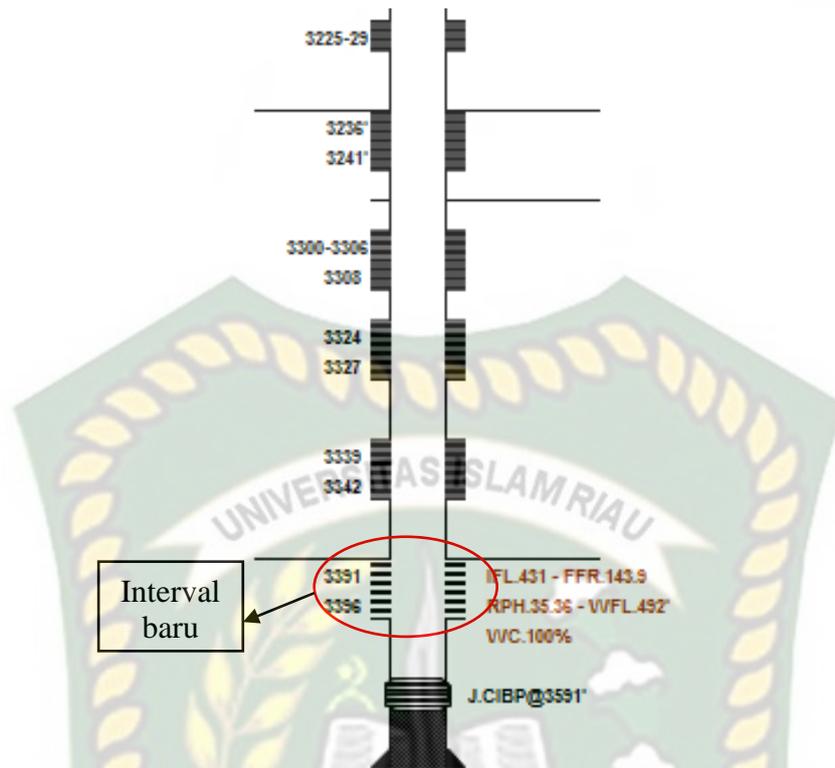
Gambar 3.9 Well Schematic dari Sumur A#150 pada saat pertama kali diperforasi (Courtesy of BOB PT. Bumi Siak Pusako, 2001)

Tahun 2010, nilai WC meningkat mencapai 99%. Maka diputuskan untuk melakukan *squeeze cementing* pada keseluruhan formasi dan kemudian diperforasi hanya pada 2 interval, yaitu kedalaman 3207-3216 ft dan 3391-3396 ft. Selama beberapa tahun diproduksi, workover yang dilakukan hanya berupa *recondition pump* guna mengontrol nilai lajur alir agar pompa tidak mengalami kerusakan. Tahun 2012, ditambahkan kembali beberapa interval perforasi pada kedalaman yang ditunjukkan pada Gambar 3.10. Namun bukan produksi minyak yang bertambah seperti yang diharapkan, tetapi malah nilai WC yang bahkan mencapai 100%.



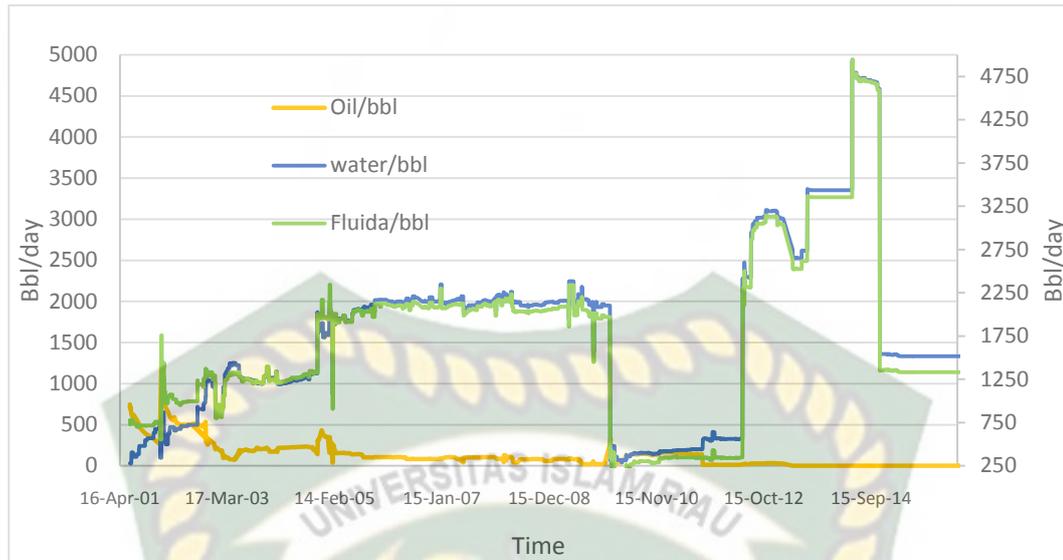
Gambar 3.10 Well Schematic dari Sumur A#150 pada saat ditambahkan interval perforasi tahun 2012 (Courtesy of BOB PT. Bumi Siak Pusako, 2012)

Sehingga pada tahun 2013, hanya dilakukan penambahan interval perforasi hingga tahun 2014. Hal tersebut dapat dilihat dari Gambar 3.11 yang merupakan interval perforasi terakhir. Nilai WC tidak juga turun hingga akhirnya sumur ini tidak diproduksi kembali dan hanya menggantungkan tubing. *Swabbing* tetap dilakukan guna memeriksa kembali nilai WC, namun tidak ada perubahan, nilai WC masih tetap menunjukkan angka 100%. Maka dari itu pada tahun 2015, sumur ini terpaksa ditutup.



Gambar 3.11 Well schematic dari Sumur A#150 pada interval perforasi terakhir yang dibuka tahun 2014 (Courtesy of BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2013)

Sumur A#150 memproduksi minyak sebesar 687.807 Bbl hingga ditutupnya sumur pada tahun 2015. Perkembangan produksi dari sumur ini dilihat pada Gambar 3.12 yang telah dirangkum dalam bentuk grafik. Hingga pada tahun 2017, sumur kembali dibuka dengan melakukan evaluasi formasi berupa evaluasi *cased hole* berupa C/O log terlebih dahulu. Pada penelitian ini, digunakan rangkaian kombinasi C/O log dari Perusahaan Halliburton bernama RMT. Rangkaian C/O log ini dijalankan pada tanggal 1 April 2017, dua tahun setelah sumur ini ditutup dengan *top log* pada kedalaman 3000 ft dan *bottom log* pada 3580 ft.



Gambar 3.12 Grafik Hasil Produksi Sumur A#150 hingga tahun 2015 sebelum dilakukan evaluasi log RMT (*Courtesy of BOB PT. Bumi Siak Pusako*)

3.4 TEMPAT PENELITIAN

Penelitian tugas akhir ini dilakukan di Lapangan BOB PT. BSP Pertamina Hulu Zamrud.

3.5 JADWAL PENELITIAN

Kegiatan dan Waktu Pelaksanaan	Juli 2019	Agustus 2019	Januari 2020	Februari 2020	Maret 2020	Mei 2020
Studi Literatur						
Pengumpulan Data						
Pengolahan Data						
Penulisan Tugas Akhir						
Seminar Hasil Tugas Akhir						
Sidang Tugas Akhir						

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

4.1 MENENTUKAN LAPISAN HIDROKARBON LAPANGAN AWN

Penelitian ini dilakukan pada dua sumur yaitu, Sumur A#148 dan A#150 Lapangan AWN berdasarkan kondisi lapangan yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya. Pertama kali dilakukan adalah meninjau ulang kondisi formasi yang produktif dan mengetahui kondisi sumur sebelum dilakukannya evaluasi log *cased hole* dengan menggunakan kombinasi log *open hole*. Evaluasi log *open hole* tersebut dilakukan secara *quicklook* dan digunakan hanya sebagai pembandingan. Setelah itu dilanjutkan dengan evaluasi log *cased hole* yang dalam penelitian ini menggunakan kombinasi *pulsed neutron logging* atau C/O log bernama log RMT.

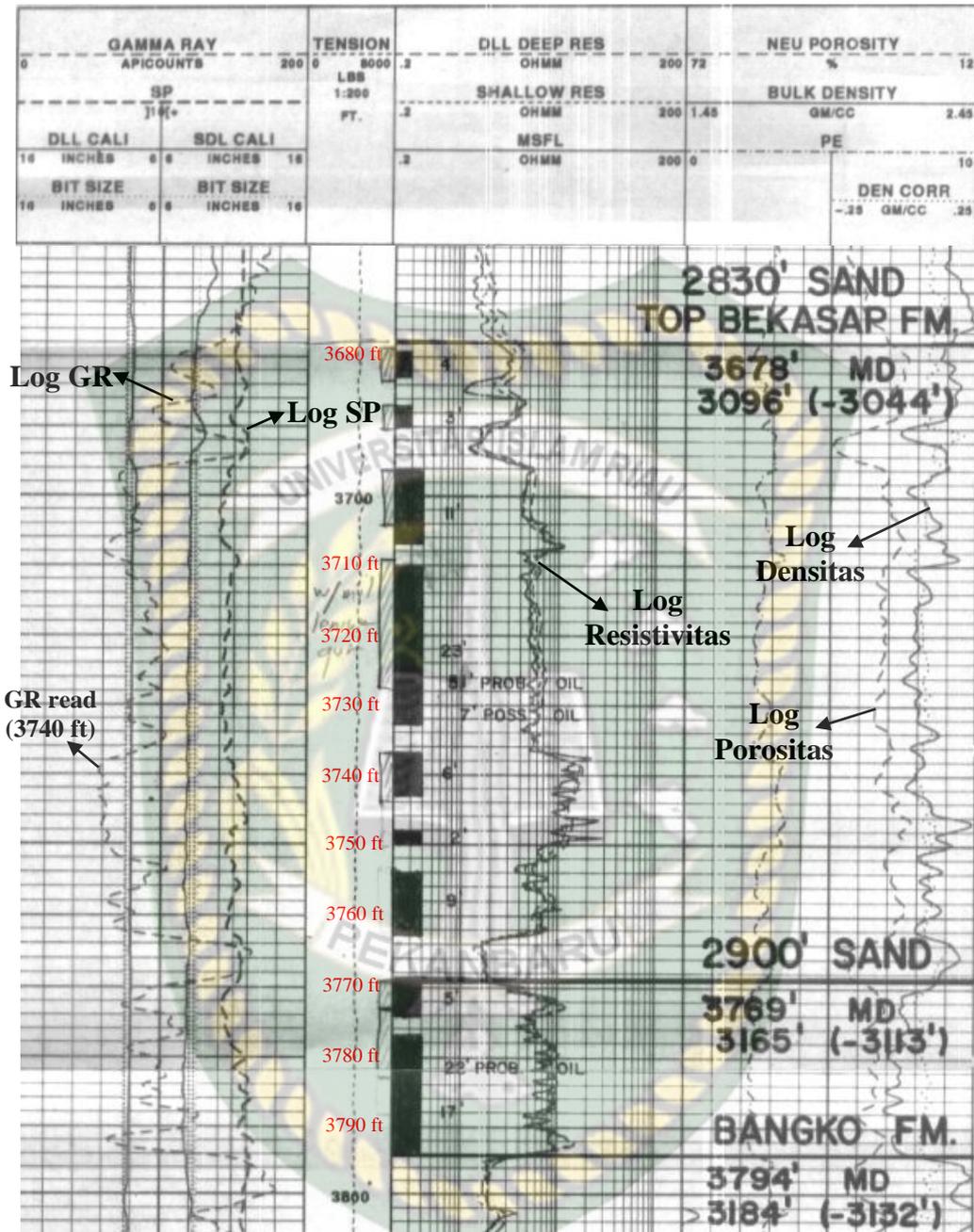
4.1.1 Sumur A#148

a. Meninjau Ulang Log *Open Hole*

Secara *quicklook*, zona permeabel dapat dilihat dari defleksi kurva log GR dan log SP pada *track* 1 Gambar 4.1. Kurva log GR yang rendah (defleksi ke arah kiri) menandakan bahwa lapisan tersebut adalah zona *permeable* (Irawan & Utama, 2009). Sedangkan kurva log SP yang berada pada *track* yang sama menunjukkan perubahan ke arah defleksi negatif dari *shale base line* menandakan zona non *shale*. Kondisi tersebut terlihat pada lapisan Bekasap 2830' *sand* dan Bekasap 2900' *sand*.

Setelah diketahui lapisan *permeable*, dilanjutkan pada *track* 2, yaitu log resistivitas yang berguna untuk menentukan zona air dan zona hidrokarbon yang dapat dilihat juga pada Gambar 4.1. Lapisan *sandstone* yang bersih mempunyai resistivitas yang tinggi tapi jika formasi ini mengandung *clay*, defleksi log resistivitas akan menunjukkan nilai yang rendah (Hamada et al, 2001). Zona hidrokarbon tersebut juga ditemukan pada lapisan Bekasap 2830' *sand* dan Bekasap 2900' *sand*.

Defleksi log densitas dan log neutron pada *track* 3 Gambar 4.1 pada lapisan yang sama, secara *quicklook*, defleksi kurvanya menunjukkan bahwa kurva log neutron lebih besar dari log densitas yang menandakan zona dari hidrokarbon.



Gambar 4.1 Hasil log *open hole* pada zona prospek hidrokarbon Sumur A#148
(courtesy of BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2001)

Namun, untuk membuktikan bahwa lapisan tersebut benar tidak mengandung banyak *shale*, dapat diketahui dari nilai V_{sh} yang didapatkan dari kurva log GR dengan persamaan di bawah ini. Berikut persamaan V_{sh} pada Lapisan Bekasap 2830' *sand* pada kedalaman 3740 ft :

$$GR_{read} = 59 \text{ API (dari kurva log GR Gambar 4.1)}$$

$$GR_{min} = 58 \text{ API (dari kurva log GR Gambar 4.1)}$$

$GR_{max} = 163$ API (dari kurva log GR Gambar 4.1)

$$\begin{aligned}
 V_{sh} &= \frac{GR_{read} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \\
 &= \frac{59 - 58}{163 - 58} \\
 &= 0,01 \\
 &= 0,01 \times 100\% \\
 &= 1\%
 \end{aligned}$$

Hasil nilai V_{sh} dari tiap lapisan dengan kedalaman yang mempunyai defleksi kurva paling mencolok ditunjukkan pada Tabel 4.1 di bawah ini.

Tabel 4.1 Hasil Nilai V_{sh} Tiap Lapisan Sumur A#148

Lapisan	Kedalaman	GR <i>read</i> (API)	GR <i>min</i> (API)	GR <i>max</i> (API)	Vsh	Zona
BKS 2800' <i>sand</i>	3654 ft	140	95	177	54%	<i>Shally sand</i>
BKS 2830' <i>sand</i>	3740 ft	59	58	163	1%	<i>Sand</i>
BKS 2900' <i>sand</i>	3790 ft	65	65	140	0	<i>Sand</i>
BNK 2970' <i>sand</i>	3864 ft	95	65	172	28%	<i>Shally sand</i>
BNK 3050' <i>sand</i>	3948 ft	70	60	178	8%	<i>Shally sand</i>

Sumber : BOB PT. Bumi Siak Pusako (2001)

Apabila nilai V_{sh} lebih dari 10%, hal itu menandakan bahwa zona tersebut mengandung *shale* (Hilchie, 1978).

Nilai dari defleksi kurva resistivitas pada tiap lapisan juga dapat dilihat pada Tabel 4.2 bahwa lapisan tersebut benar zona hidrokarbon.

Tabel 4.2 Hasil Nilai Defleksi Kurva Log Resistivitas Tiap Lapisan Sumur A#148

Lapisan	Kedalaman	LLD (Ω m)	LLS (Ω m)	MSFL (Ω m)	Zona
BKS 2800' <i>sand</i>	3654 ft	1,25	2	1,75	Air
BKS 2830' <i>sand</i>	3740 ft	18	16	15	Hidrokarbon
BKS 2900' <i>sand</i>	3790 ft	10	9	9	Hidrokarbon
BNK 2970' <i>sand</i>	3864 ft	2,5	2	2,5	Air
BNK 3050' <i>sand</i>	3948 ft	3,5	2,9	4	Air

Sumber : BOB PT. Bumi Siak Pusako (2001)

Ketiga kurva resistivitas pada zona hidrokarbon tersebut menghasilkan nilai yang berbeda yang artinya saling menunjukkan separasi, hal itu berarti pada kedalaman tersebut terjadi invasi pergerakan minyak. Batuan reservoir yang terisi hidrokarbon memiliki nilai resistivitas yang tinggi berkisar 30-500 Ωm . Sedangkan jika diisi oleh air, nilai resistivitas akan rendah karena air bersifat konduktif, yaitu berada pada 0,5-20 Ωm (Johansen, et al., 2005). Nilai resistivitas pada sumur ini cenderung lebih rendah dikarenakan sumur ini memiliki salinitas fluida yang tinggi, sehingga mempengaruhi nilai dari resistivitas. Berdasarkan kelima defleksi kombinasi log tersebut, dapat ditetapkan bahwa zona hidrokarbon berada hanya pada dua lapisan, yaitu lapisan Bekasap 2830' *sand* dan Bekasap 2900' *sand* yaitu dari kedalaman 3679-3794 ft.

b. Perhitungan Nilai *Remaining Reserve* (RR)

Lokasi zona hidrokarbon pada Sumur A#148 ini berada pada lapisan Bekasap 2830' *sand* dan Bekasap 2900' *sand*, kemudian sumur ini diproduksi beberapa tahun kedepannya. Namun, nilai WC sumur ini tinggi, hingga mencapai 98%. Bagaimanapun, diketahui bahwa masih ada cadangan sisa atau *remaining reserve* (RR) dari kedua lapisan ini.

Hasil perhitungan untuk mencari nilai RR dari Lapisan Bekasap 2830' *sand* dapat dilihat pada persamaan di bawah ini. Sebelumnya, terlebih dahulu dihitung nilai dari OOIP untuk mengetahui berapa banyak cadangan minyak pada tiap lapisan yang ada berdasarkan data yang didapatkan dari perusahaan.

$$A = 14,02 \text{ Acre ft}$$

$$\phi = 22,7 \% = 0,227$$

$$S_w = 36,6 \% = 0,366$$

$$B_o = 1,113 \text{ RB/STB}$$

$$H = 58 \text{ ft}$$

$$\begin{aligned} \text{OOIP} &= \frac{7758 \times A \times H \times \phi \times (1-S_w)}{B_o} \\ &= \frac{7758 \times 14,02 \times 58 \times 0,227 \times (1-36,6)}{1,113} \\ &= 815.566 \text{ STB} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{RF} &= \frac{\text{NP lapangan AWN}}{\text{OOIP lapangan AWN}} \\
 &= \frac{235,5 \text{ MMSTB}}{637,7 \text{ MMSTB}} \\
 &= 0,369 \times 100\% \\
 &= 36,9\% \\
 &= 40\% \text{ (diambil nilai standar perusahaannya)} \\
 \text{UR} &= \text{OOIP} \times \text{RF} \\
 &= 815.566 \times 40 \\
 &= 326.226,3 \text{ STB} \\
 \text{NP} &= 317.237,5 \text{ BOPM} \\
 \text{RR} &= \text{UR} - \text{NP} \\
 &= 326.226,3 - 317.237,5 \\
 &= 8.988,8 \text{ STB}
 \end{aligned}$$

Untuk nilai OOIP dan RR lapisan Bekasap 2900' *sand* telah dirangkum pada Tabel 4.3 di bawah ini.

Tabel 4.3 Hasil Nilai OOIP dan RR Lapisan Produktif Sumur A#148

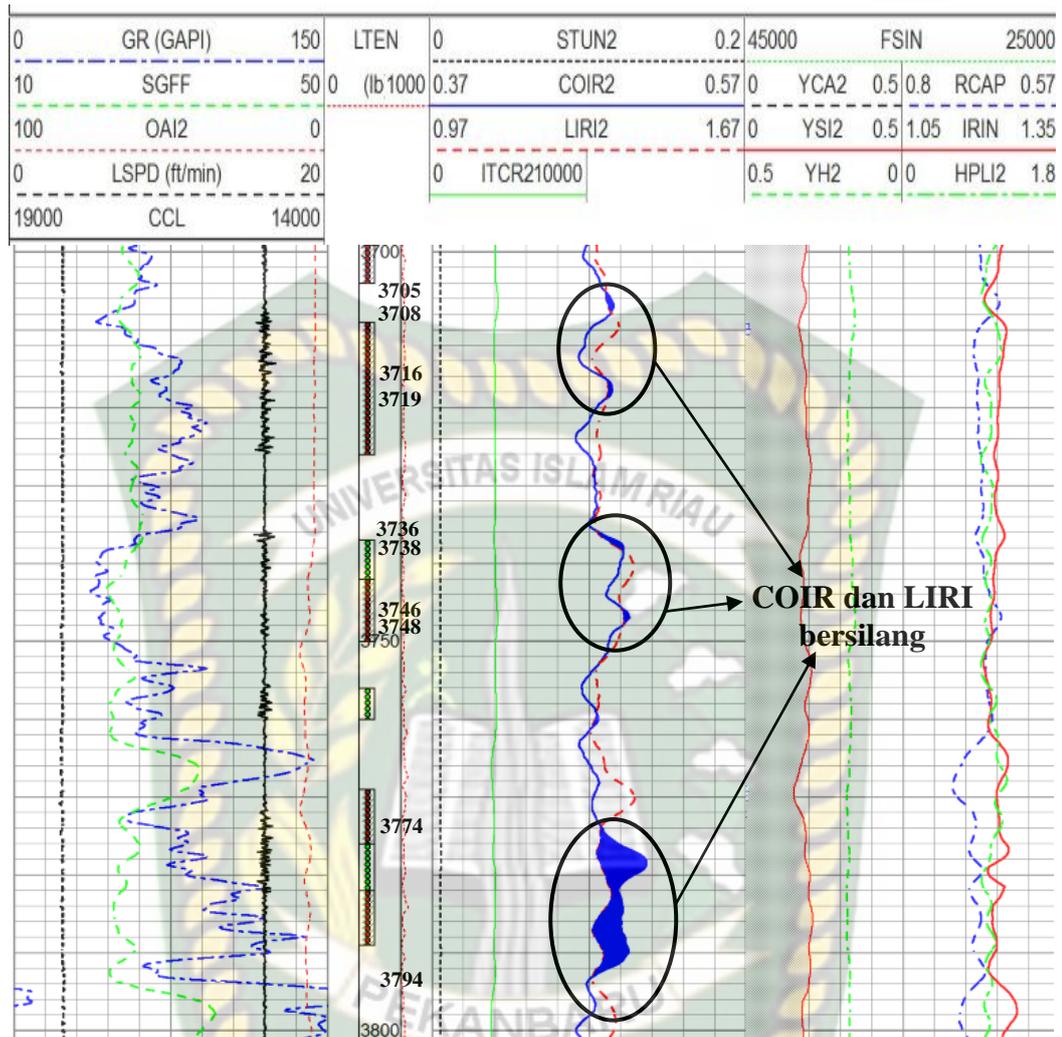
	BKS 2830 <i>sand</i>	BKS 2900 <i>sand</i>
A (Acre ft)	14,0	35,7
ϕ (%)	22,7	24,4
Sw (%)	36,6	35,5
Bo (RB/STB)	1,1	1,1
H (ft)	58	22
RF (%)	40	40
OOIP (STB)	815.566	862.408
NP (BOPM)	317.237,5	340.995,2
UR (STB)	326.226,3	344.963,2
RR (STB)	8.988,8	3.967,8

Sumber : BOB PT. Bumi Siak Pusako (2017)

c. Evaluasi Log *Cased Hole*

Dilakukan *workover* terlebih dahulu berupa *squeeze cementing* untuk menutup seluruh zona. Namun sebelumnya, dilakukan *swabbing test* pada interval yang lama. Setelah itu dilakukan evaluasi formasi kembali dengan menggunakan rangkaian log *cased hole* guna mengetahui lapisan yang masih produktif. Log *cased hole* yang digunakan pada penelitian ini menggunakan rangkaian *pulsed neutron logging* atau C/O log bernama RMT. Log dijalankan dengan *top log* 3550 ft dan *bottom log* 4036 ft. Kedalaman dilakukannya logging ini ditetapkan berdasarkan sekitar zona produktif awal dipasangnya perforasi yang diketahui dari log *open hole* sebelumnya.

Pertama, perhatikan dua kurva utama yang digunakan untuk menentukan zona hidrokarbon langsung, yaitu *Carbon Oxygen Ratio Far* (COIR) yang berwarna biru dan *Lithology Inelastic Ratio Far* (LIRI) yang berwarna merah. Keduanya dapat dilihat pada Gambar 4.2. Apabila kedua kurva tersebut bersilangan, itu menandakan bahwa pada zona tersebut adalah zona hidrokarbon (Halliburton, 2017).



Gambar 4.2 Log RMT Sumur A#148 pada zona potensial hidrokarbon kurva COIR dan LIRI (Courtesy of BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2017)

Lebih jelasnya, Tabel 4.4 menunjukkan masing-masing nilai COIR dan LIRI dari tiap kurva yang bersilangan. Seperti yang diketahui, nilai COIR yang menunjukkan formasi diisi oleh minyak berada pada 0,445-0,56, sedangkan apabila terisi oleh air, nilainya berada pada 0,43-0,445. Pada kurva LIRI, formasi diisi oleh minyak berada pada nilai 1,20-1,35 (Truax, Jacobson, Simpson, Durbin, & Vasquez, 2001).

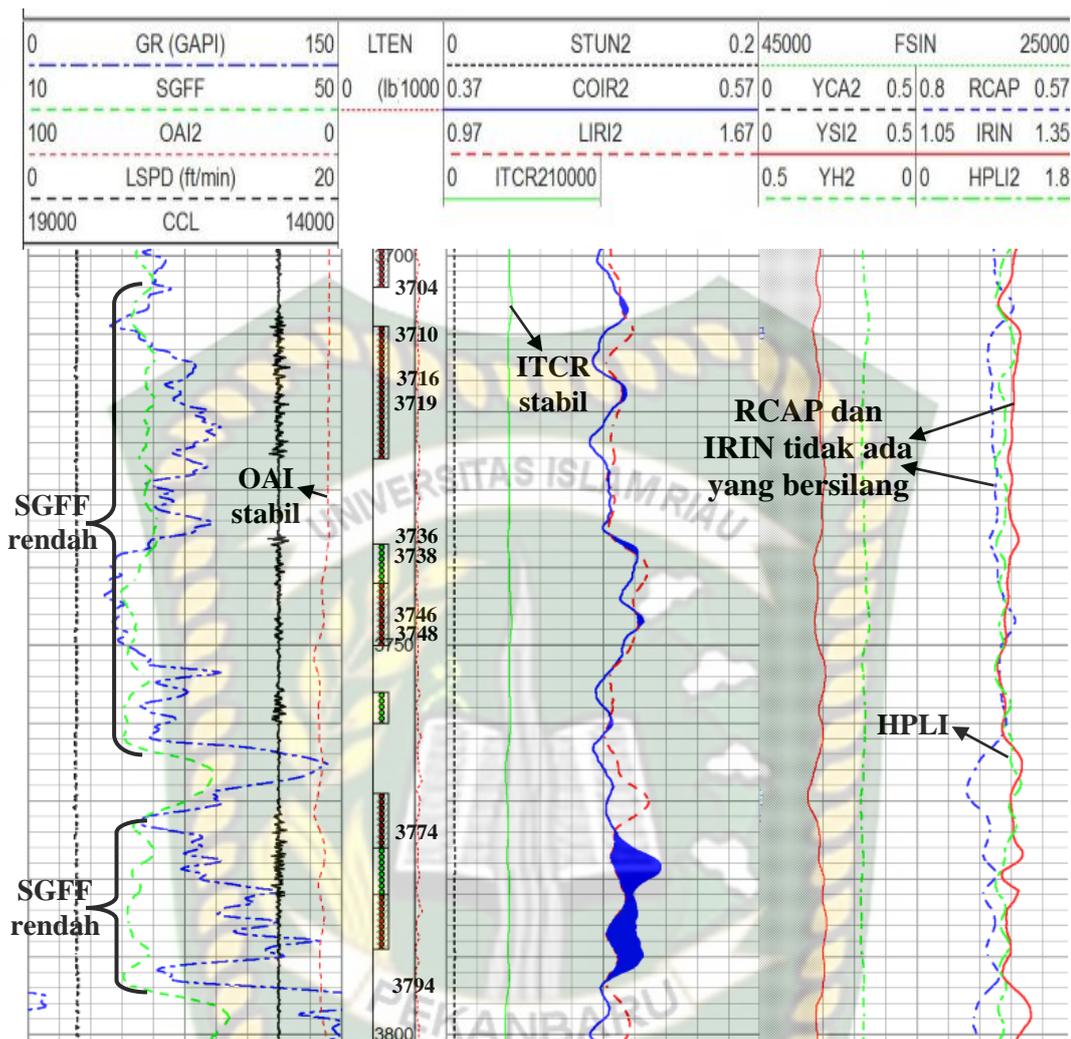
Tabel 4.4 Nilai hasil kurva COIR dan LIRI pada zona prospek hidrokarbon Sumur A#148

Kedalaman	COIR	LIRI	Keterangan
3704-3710 ft	0,48-0,484	1,355-1,362	<i>Oil Saturated</i>
3716-3719 ft	0,482	1,355	<i>Oil Saturated</i>
3736-3738 ft	0,476-0,492	1,34-1,39	<i>Oil Saturated</i>
3746-3748 ft	0,49-0,494	1,39	<i>Oil Saturated</i>
3774-3794 ft	0,478-0,47	1,32-1,341	<i>Oil Saturated</i>

Sumber : BOB PT. Bumi Siak Pusako (2017)

Pada *track* yang sama dengan COIR dan LIRI, terdapat kurva *Total Inelastic Counts* (ITCR) yang berwarna hijau pada Gambar 4.3. Pada kedalaman yang sama, defleksi kurva stabil tanpa adanya peningkatan menandakan tidak adanya gas dalam formasi. Selain itu, kurva *Sigma Far for Formation* (SGFF) pada *track* pertama yang berwarna hijau menunjukkan defleksi kurva cukup rendah yang menandakan bahwa zona tersebut mengandung hidrokarbon, karena semakin sedikit jumlah neutron yang tertangkap setelah energinya terurai dengan unsur hidrokarbon dalam formasi (OilField Knowledge, 2019).

Sedangkan pada *track* paling terakhir Gambar 4.3, kurva RCAP berwarna biru dan IRIN berwarna merah tidak ditemukan adanya persilangan. Berarti tidak adanya gas pada kedalaman ini. Pada *track* yang sama, HPLI yang berwarna hijau yang menunjukkan indeks dari hidrogen cenderung rendah pada kedalaman ini, menandakan bahwa kedalaman ini memang merupakan zona hidrokarbon. Berdasarkan hasil evaluasi tersebut, dapat disimpulkan bahwa zona hidrokarbon berada di Lapisan Bekasap 3850' sand dan Bekasap 3900' sand tepatnya di kedalaman 3704-3794 ft.



Gambar 4.3 RMT log Sumur A#148 pada zona potensial hidrokarbon kedalaman 3704-3794 ft (Courtesy of BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2017)

Log RMT ini juga dijalankan sebanyak tiga kali untuk memberikan hasil yang lebih akurat. Gambar 4.2 dan 4.3 merupakan hasil dari log pertama kali. Hasil log RMT yang kedua dan ketiga dapat dilihat pada Lampiran dengan hasil yang mirip dan tidak ada perbedaan secara signifikan.

4.1.2 Sumur A#150

a. Meninjau Ulang Log *Open Hole*

Secara *quicklook* yang dapat dilihat dari defleksi kurva log GR dan log SP seperti Sumur #148 sebelumnya, lapisan permeabel terlihat pada lima lapisan, yaitu Bekasap 2800' *sand*, Bekasap 2830' *sand*, Bekasap 2900' *sand*, Bangko 3050' *sand*, dan Bangko 3120' *sand*. Oleh karena itu, analisis dapat mulai

difokuskan hanya pada kedua lapisan tersebut yang dapat dilihat pada Gambar 4.4 dan 4.5. Setelah diketahui lapisan *permeable*, dilanjutkan pada *track 2*, yaitu log resistivitas. Hasil defleksi log resistivitas yang cenderung besar berada pada kelima lapisan yang sama.

Membuktikan bahwa lapisan tersebut tidak banyak mengandung shale, dapat ditentukan dari nilai V_{sh} . Berikut persamaan menghitung nilai V_{sh} pada Lapisan Bekasap 2800' *sand*, kedalaman 3074 ft yang didapat dari defleksi log GR :

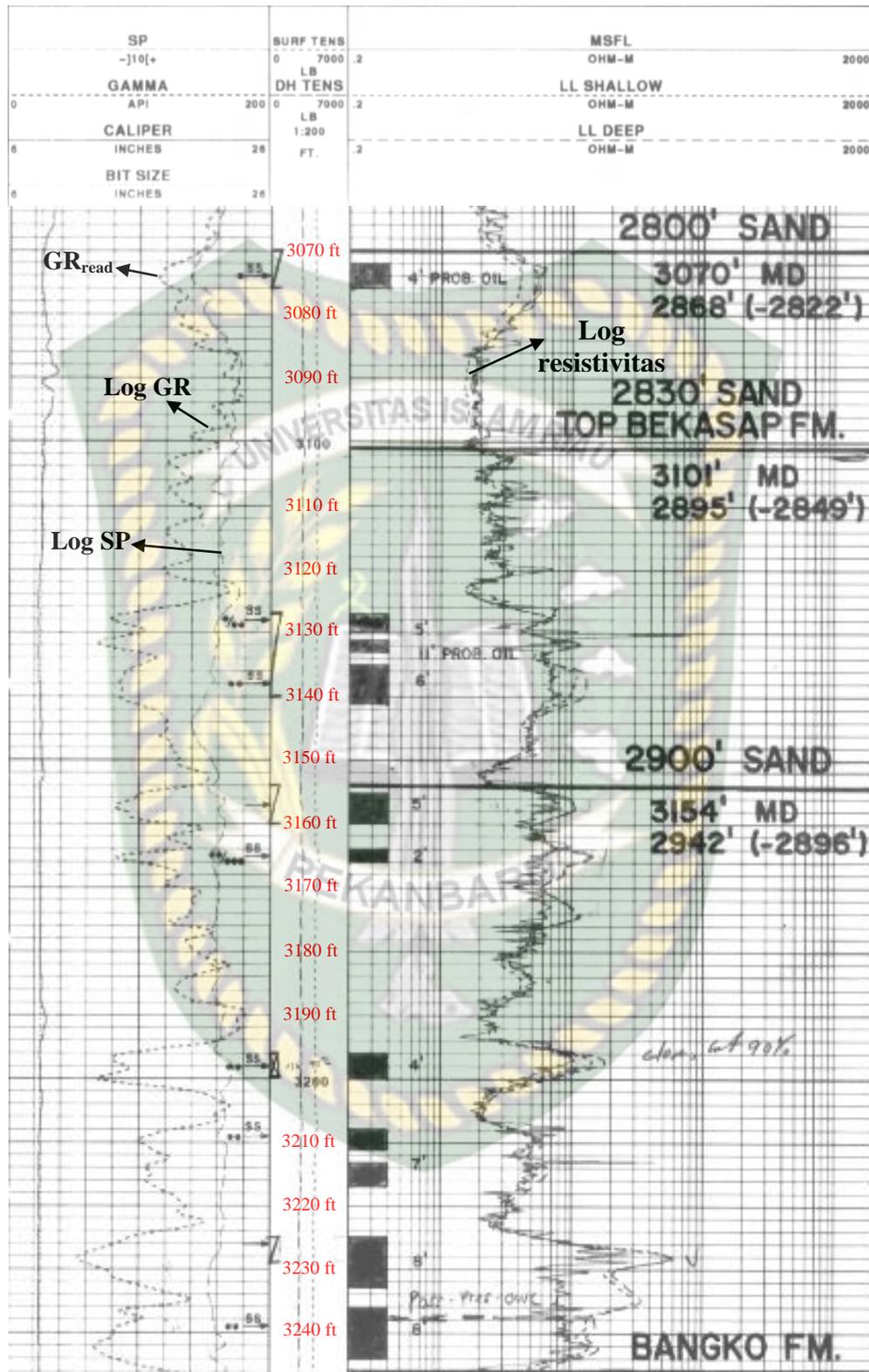
$$GR_{read} = 115 \text{ API (dari kurva log GR Gambar 4.4)}$$

$$GR_{min} = 114 \text{ API (dari kurva log GR Gambar 4.4)}$$

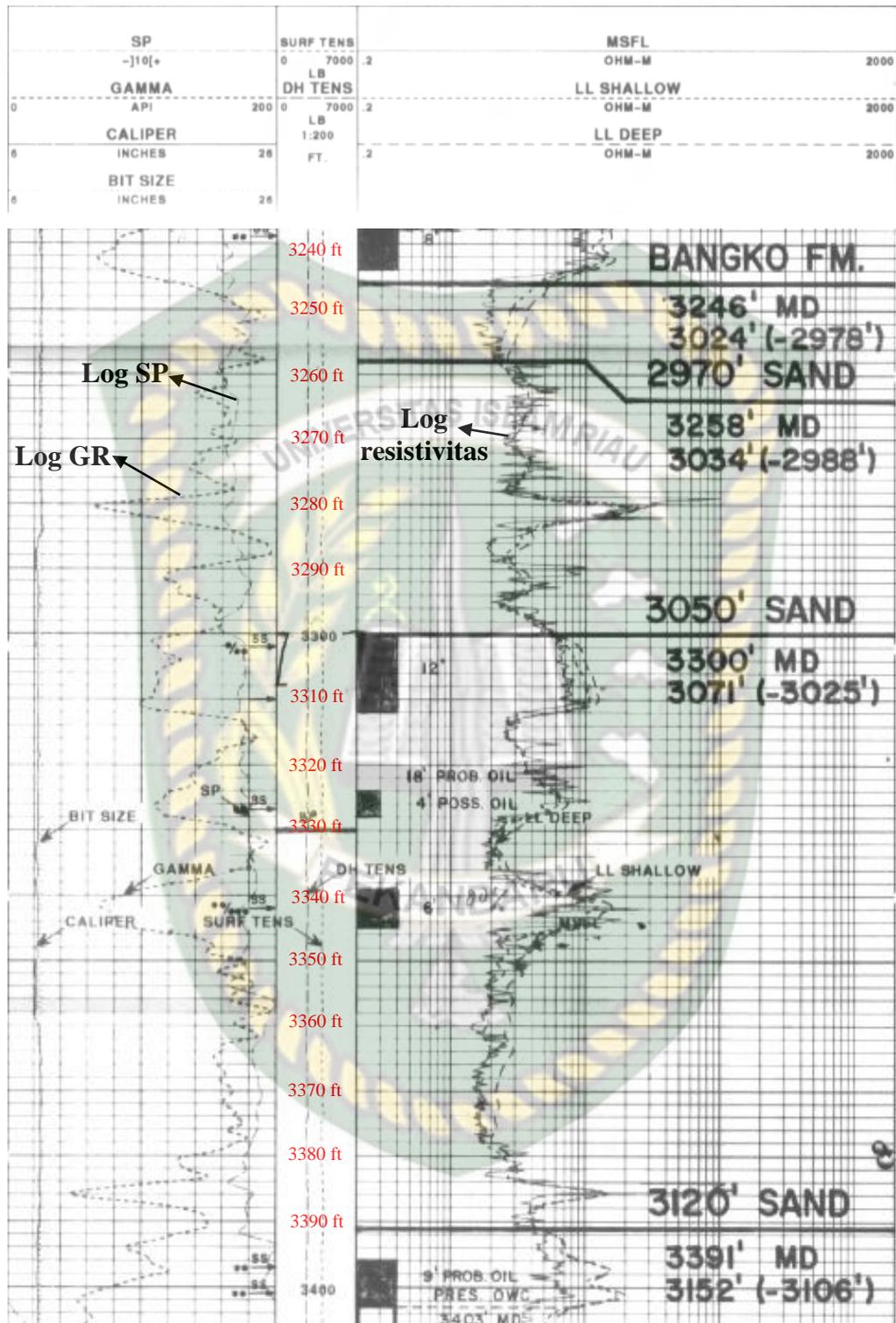
$$GR_{max} = 173 \text{ API (dari kurva log GR Gambar 4.4)}$$

$$\begin{aligned} V_{sh} &= \frac{GR_{read} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \\ &= \frac{115 - 114}{173 - 114} \\ &= 0,02 \\ &= 0,02 \times 100\% \\ &= 2\% \end{aligned}$$

Hasil nilai V_{sh} dari tiap lapisan yang lain pada sumur ini ditunjukkan pada Tabel 4.5.



Gambar 4.4 Hasil log open hole pada zona prospek hidrokarbon Lapisan Bekasap Sumur A#150 (courtesy of BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2001).



Gambar 4.5 Hasil log open hole pada zona prospek hidrokarbon Lapisan Bangko Sumur A#150 (courtesy of BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2001).

Tabel 4.5 Hasil Nilai Vsh Tiap Lapisan Sumur A#150

Lapisan	Kedalaman	GR read (API)	GR min (API)	GR maks (API)	Vsh	Zona
BKS 2800' sand	3074 ft	115	114	173	2 %	Sand
BKS 2830' sand	3138 ft	83	80	169	3 %	Sand
BKS 2900' sand	3190 ft	90	80	181	10%	Sand
BKS 2970' sand	3294 ft	130	120	170	20%	Shallysand
BNK 3050' sand	3306 ft	110	100	190	10%	Sand
BNK 3120' sand	3403 ft	55	40	120	10%	Sand

Sumber : BOB PT. Bumi Siak Pusako (2001)

Apabila nilai Vsh lebih dari 10%, hal itu menandakan bahwa zona tersebut mengandung *shale* (Hilchie, 1978).

Serta nilai dari defleksi kurva resistivitas untuk membuktikan batas antara zona hidrokarbon dan air ditunjukkan pada Tabel 4.6 di bawah ini.

Tabel 4.6 Hasil Nilai Defleksi Kurva Log Resistivitas Tiap Lapisan Sumur A#150

Lapisan	Kedalaman	LLD (Ω m)	LLS (Ω m)	MSFL (Ω m)	Zona
BKS 2800' sand	3074 ft	5,3	4	5,5	Hidrokarbon
BKS 2830' sand	3138 ft	14	11	7	Hidrokarbon
BKS 2900' sand	3198 ft	18	15	9	Hidrokarbon
BNK 2970' sand	3294 ft	3	3	2,5	Air
BNK 3050' sand	3306 ft	12	10	7	Hidrokarbon
BNL 3120' sand	3403 ft	7	7	4	Hidrokarbon

Sumber : BOB PT. Bumi Siak Pusako (2001)

Ketiga kurva resistivitas pada zona hidrokarbon tersebut menghasilkan nilai yang berbeda yang artinya saling menunjukkan separasi, hal itu berarti pada kedalaman tersebut terjadi invasi pergerakan minyak. Batuan reservoir yang terisi hidrokarbon memiliki nilai resistivitas yang tinggi berkisar 30-500 Ω m. Sedangkan jika diisi oleh air, nilai resistivitas akan rendah karena air bersifat konduktif, yaitu berada pada 0,5-20 Ω m (Johansen, et al., 2005). Nilai resistivitas

pada sumur ini cenderung lebih rendah dikarenakan sumur ini memiliki salinitas fluida yang tinggi, sehingga mempengaruhi nilai dari resistivitas. Berdasarkan ketiga defleksi kombinasi log tersebut, telah ditetapkan bahwa zona hidrokarbon berada hanya pada lima lapisan, yaitu lapisan Bekasap 2800' *sand*, Bekasap 2830' *sand*, Bekasap 2900' *sand*, Bangko 3050' *sand* dan Bangko 3120' *sand* dari kedalaman 3072-3405 ft.

b. Menghitung Nilai *Remaining Reserve* (RR)

Diketahui lokasi zona hidrokarbon pada Sumur A#150 ini berada pada lima lapisan, kemudian sumur ini diproduksi beberapa tahun kedepannya. Namun, karena nilai WC yang telah mencapai 100%, sumur pun ditutup pada tahun 2015. Namun, sumur ini masih menyimpan cadangan sisa atau *remaining reserve* (RR) dari lapisan produktif tersebut.

Berikut hasil perhitungan untuk mencari nilai OOIP dan nilai RR dari lapisan Bekasap 2900' *sand* yang terlebih dahulu dihitung nilai dari OOIP pada lapisan ini untuk mengetahui berapa banyak cadangan yang ada berdasarkan data yang didapatkan dari perusahaan.

$$\begin{aligned}
 A &= 10,05 \text{ Acre ft} \\
 \phi &= 24,4 \% = 0,244 \\
 Sw &= 35,5 \% = 0,355 \\
 Bo &= 1,113 \text{ RB/STB} \\
 H &= 34 \text{ ft} \\
 \text{OOIP} &= \frac{7758 \times A \times H \times \phi \times (1-Sw)}{Bo} \\
 &= \frac{7758 \times 10,05 \times 34 \times 24,4 \times (1-35,5)}{1,113} \\
 &= 374.853 \text{ STB} \\
 \text{RF} &= \frac{\text{NP lapangan AWN}}{\text{OOIP lapangan AWN}} \\
 &= \frac{235,5 \text{ MMSTB}}{637,7 \text{ MMSTB}} \\
 &= 0,369 \times 100\% \\
 &= 36,9 \%
 \end{aligned}$$

= 40 % (diambil nilai standar perusahaannya)

UR = OOIP × RF

= 374.853 × 40

= 149.941,4 STB

NP = 145.177,3 BOPM

RR = UR – NP

= 149.941,4 – 145.177,3

= 4.764,1 STB

Hasil nilai OOIP dan RR pada lima lapisan tersebut telah dirangkum pada Tabel 4.7 di bawah ini.

Tabel 4.7 Hasil Nilai OOIP dan RR Lapisan Produktif Sumur A#150

	BKS 2800' sand	BKS 2830 sand	BKS 2900 sand	BNK 3050' sand	BNK 3120' sand
A (Acre ft)	86,5	30,7	10,0	19,3	36,5
φ (%)	20,3	22,7	24,4	23,3	24,9
Sw (%)	38,1	36,6	35,5	36,2	35,1
Bo (RB/STB)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
H (ft)	4	11	34	18	9
RF (%)	40	40	40	40	40
OOIP (STB)	303.023	338.616	374.854	360.926	370.644
NP (BOPM)	120.782,7	135.062,5	145.177,3	138.632,4	148.152,2
UR (STB)	121.209,2	135.446,2	149.941,4	14.437,24	147.257,4
RR (STB)	426,4	383,7	4.764,1	5.737,8	105,2

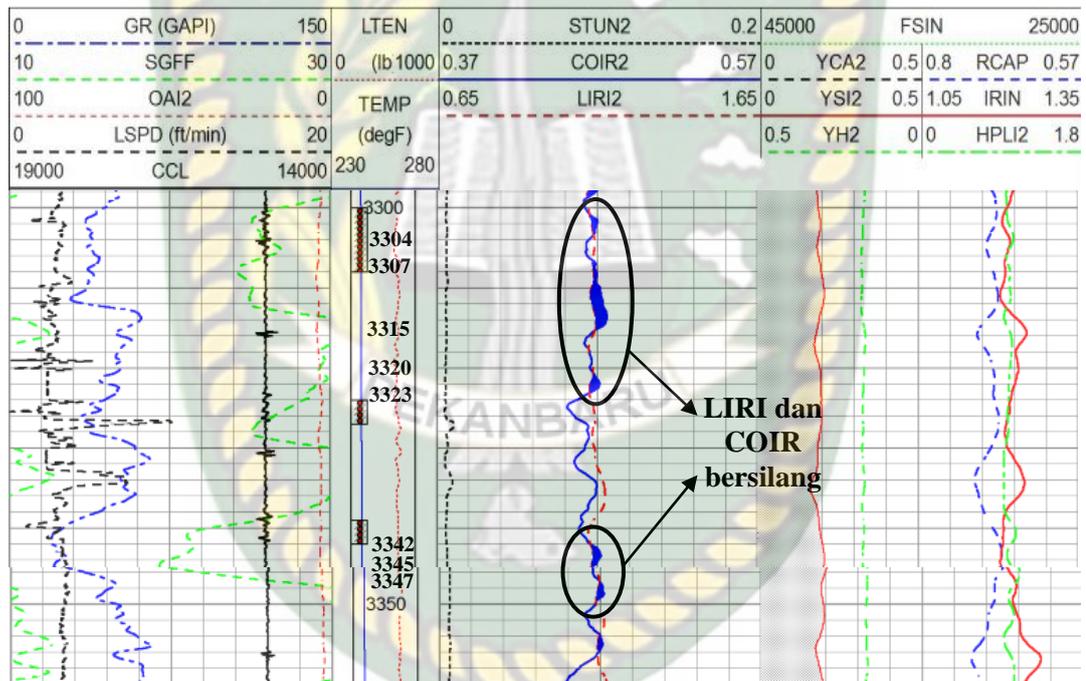
Sumber : BOB PT. BSP Pertamina Hulu (2017)

c. Evaluasi Log Cased Hole

Sumur A#150 ini juga menggunakan rangkaian *pulsed neutron logging* atau C/O log bernama RMT. Log RMT dijalankan dengan *top log* 3000 ft dan *bottom log* 3580 ft pada April 2017. Kedalaman log tersebut berdasarkan korelasi dari log *open hole* sebelumnya dan berada di sekitar zona produktif awal dipasangnya

perforasi dari sumur ini. Sebelum melakukan evaluasi log *cased hole*, sumur ini telah dilakukan pekerjaan ulang sumur berupa *squeeze cementing* di seluruh intervalnya.

Pertama, perhatikan dua kurva utama yang digunakan untuk menentukan zona hidrokarbon langsung, yaitu *Carbon Oxygen Ratio Far* (COIR) yang berwarna biru dan *Lithology Inelastic Ratio Far* (LIRI) yang berwarna merah pada Gambar 4.6. Apabila kedua kurva tersebut bersilangan, itu menandakan bahwa pada zona tersebut adalah zona hidrokarbon (Halliburton, 2017). Lebih jelasnya, Tabel 4.8 menunjukkan nilai dari defleksi kurva COIR dan LIRI yang bersilangan guna mendukung bahwa zona tersebut zona yang tersaturasi oleh hidrokarbon.



Gambar 4.6 Hasil log RMT pada zona potensial hidrokarbon sumur A#150 kedalaman 3300-3350 ft kurva COIR dan LIRI bersilang (Courtesy of BOB PT. Bumi Siak Pusako, 2017).

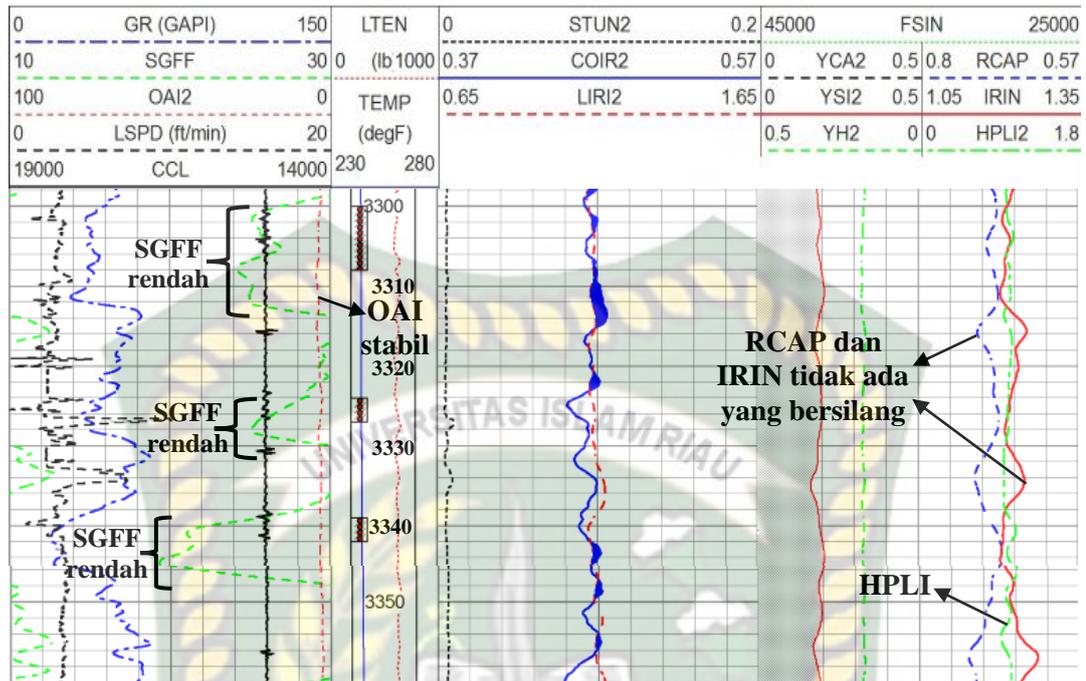
Tabel 4.8 Nilai Hasil kurva pada zona prospek hidrokarbon Sumur A#150

Kedalaman	COIR	LIRI	Keterangan
3300-3304 ft	0,46-0,456	1,12-1,14	<i>Oil Saturated</i>
3307-3315 ft	0,468-0,47	1,13-1-14	<i>Oil Saturated</i>
3320-3323 ft	0,462-0,46	1,11-1,12	<i>Oil Saturated</i>
3342-3345 ft	0,464-0,466	1,12-1,13	<i>Oil Saturated</i>
3347-3350 ft	0,466-0,47	1,13-1,15	<i>Oil Saturated</i>

Sumber : BOB PT. Bumi Siak Pusako (2017)

Seperti yang diketahui, nilai COIR yang menunjukkan formasi diisi oleh minyak berada pada 0,445-0,56, sedangkan apabila terisi oleh air, nilainya berada pada 0,43-0,445. Pada kurva LIRI, formasi diisi oleh minyak berada pada nilai 1,20-1,35 (Truax, Jacobson, Simpson, Durbin, & Vasquez, 2001).

Defleksi kurva *Sigma Far for Formation* (SGFF) pada *track* pertama Gambar 4.7 yang berwarna hijau cukup rendah menandakan bahwa zona tersebut mengandung hidrokarbon. Kemudian, pada *track* paling terakhir, ada kurva RCAP berwarna biru dan IRIN berwarna merah mengindikasikan adanya gas jika keduanya bersilang. Namun pada kedalaman ini tidak ditemukan adanya persilangan. Pada *track* yang sama, defleksi kurva HPLI yang berwarna hijau cenderung rendah sehingga menandakan bahwa kedalaman ini memang merupakan zona hidrokarbon. Berdasarkan evaluasi tersebut, dapat disimpulkan bahwa zona hidrokarbon berada di Lapisan Bangko 3050' *sand* di kedalaman 3300-3350 ft.



Gambar 4.7 Hasil log RMT pada zona potensial hidrokarbon sumur A#150 kedalaman 3300-3350 ft (Courtesy of BOB PT. Bumi Siak Pusako, 2017).

Log RMT ini juga dijalankan sebanyak tiga kali untuk memberikan hasil yang lebih akurat. Gambar 4.6 dan 4.7 merupakan hasil dari log pertama kali. Hasil log RMT yang kedua dan ketiga dapat dilihat pada Lampiran dengan hasil yang mirip dan tidak ada perbedaan secara signifikan.

4.2 PENENTUAN INTERVAL REPERFORASI

Setelah melakukan evaluasi dari data log RMT, evaluasi log *cased hole* ini dilanjutkan dengan menggunakan *software* bernama Carboxsat yang dimiliki perusahaan Halliburton untuk mengkorelasi hasil dari data tersebut. Carboxsat memberikan nilai saturasi minyak pada tiap-tiap sumurnya dari data C/O log yang telah diketahui (Halliburton, 2007).

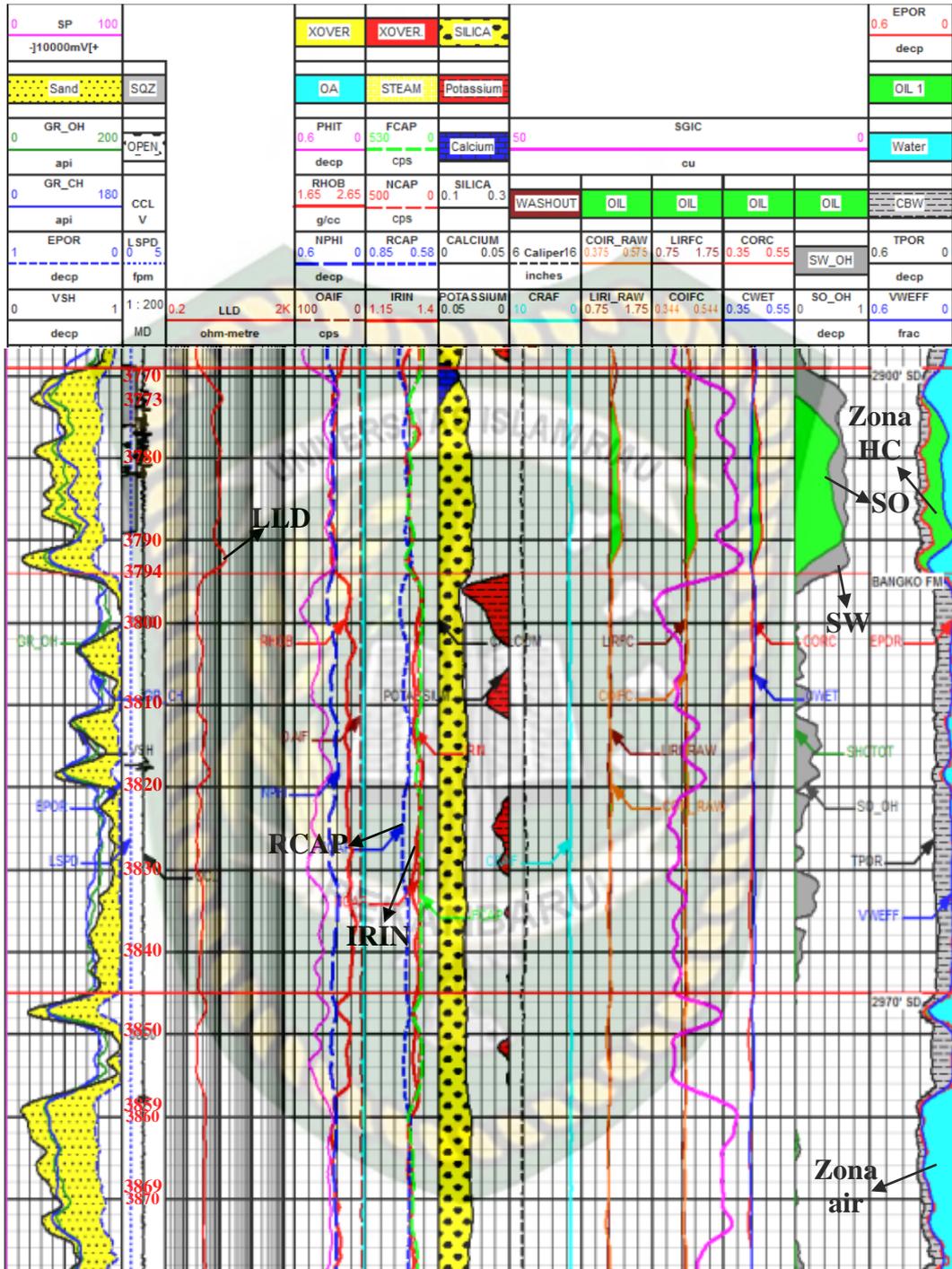
4.2.1 Sumur A#148

Pengamatan pertama kali dilakukan pada *shade* hijau yang terbentuk di *track* paling kanan dari hasil Carboxsat ini, warna hijau tersebut menandakan bahwa zona hidrokarbon berada pada kedalaman itu. Sedangkan untuk zona air, akan terbentuk *shade* berwarna biru di *track* yang sama. *Shade* itu menunjukkan bahwa ada dua zona hidrokarbon pada sumur A#148 ini. Kedua kedalaman

tersebut tepat berada pada kedalaman dari hasil evaluasi yang dilakukan pada log RMT sebelumnya, yaitu antara 3704-3794 ft. Zona hidrokarbon pertama dapat dilihat pada Gambar 4.8. Zona hidrokarbon tersebut berada di kedalaman 3704-3753 ft.

Dimulai dari *track* paling kiri, terdapat kurva GR serta LLD setelahnya menunjukkan tanda-tanda bahwa zona tersebut adalah zona hidrokarbon yang mempunyai ciri-ciri sama seperti yang ditunjukkan pada *open hole log* dan log RMT. Warna kuning berbintik yang terbentuk dari defleksi kurvanya mempunyai makna bahwa itu benar merupakan formasi *sand*. Kurva RCAP dan IRIN tidak ada persilangan dari defleksi kedua kurva tersebut seperti pada log RMT yang berarti benar bahwa tidak ditemukannya gas pada formasi ini. Pada *track* kedua paling kanan, dapat dilihat bahwa kurva tersebut merupakan kurva saturasi air dan minyak. Defleksi tersebut mendukung diketahuinya nilai saturasi minyak yang terbentuk pada kedalaman 3704-3753 ft. Kurva tersebut mempunyai skala nilai 0-1 dari kanan ke kiri. *Shade* hijau berarti saturasi minyak yang pada kedalaman tersebut berkisar pada nilai 0,1-0,35 dan jika diubah dalam persen menjadi 10-35%.

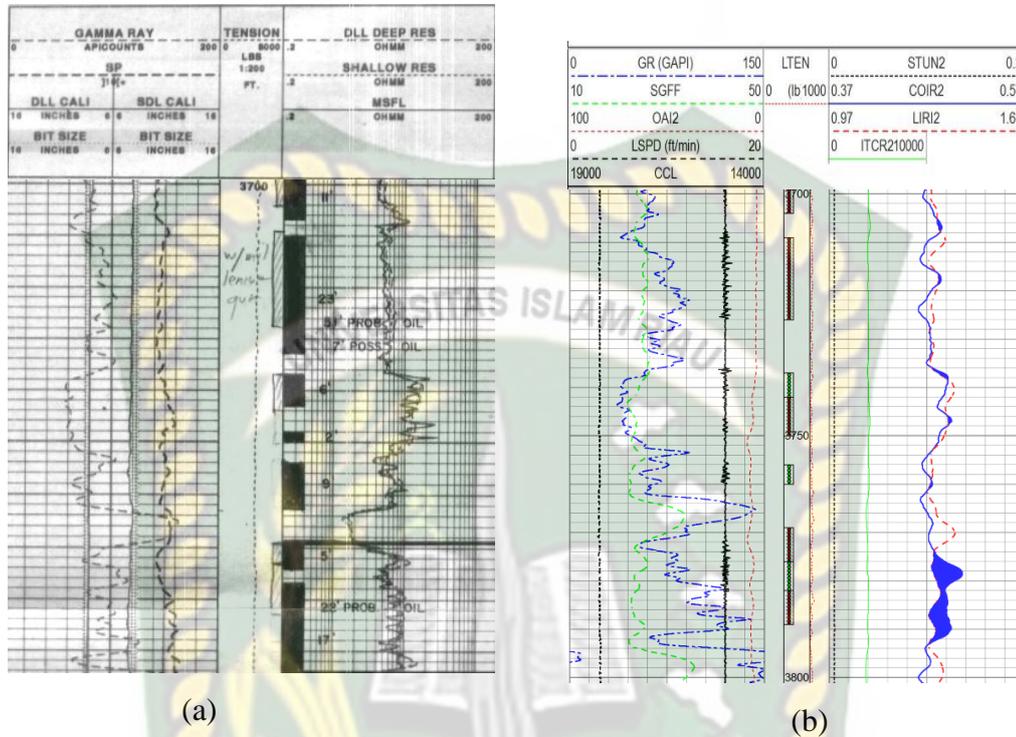
Zona hidrokarbon lainnya dengan tingkah laku kurva yang sama berada pada kedalaman 3773-3794 ft pada Gambar 4.9. Pada kedalaman ini defleksi kurva saturasi minyak yang berada pada *track* 10 lebih besar terlihat dari *shade* warna hijaunya. Terbukti dengan nilai saturasi minyak yang diberikan oleh Carboxsat pada kedalaman ini. Skala nilainya berada pada skala 0,1-0,67 dan jika diubah dalam persen yaitu berkisar 10-67 %. Selain itu, zona air berada pada kedalaman 3859-3869 ft yang dapat dilihat pada hasil kurva di *track* terakhir pada Gambar 4.10, yaitu *shade* berwarna biru yang terlihat jelas tanpa adanya *shade* hijau sedikitpun yang menunjukkan bahwa itu memang merupakan zona air.



Gambar 4.9 Hasil kurva log dari Carboxsat pada zona hidrokarbon dan zona air Sumur A#148 (Courtesy of BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2017)

Jika melihat perbandingan hasil *open hole log* dengan *cased hole log*, tidak akan terlalu terlihat hasil yang signifikan. Dikarenakan jenis log yang digunakan jelas berbeda. Beberapa log yang digunakan pada *cased hole log* tidak digunakan pada *open hole log*. Namun, penelitian ini masih dapat dilihat perbandingannya

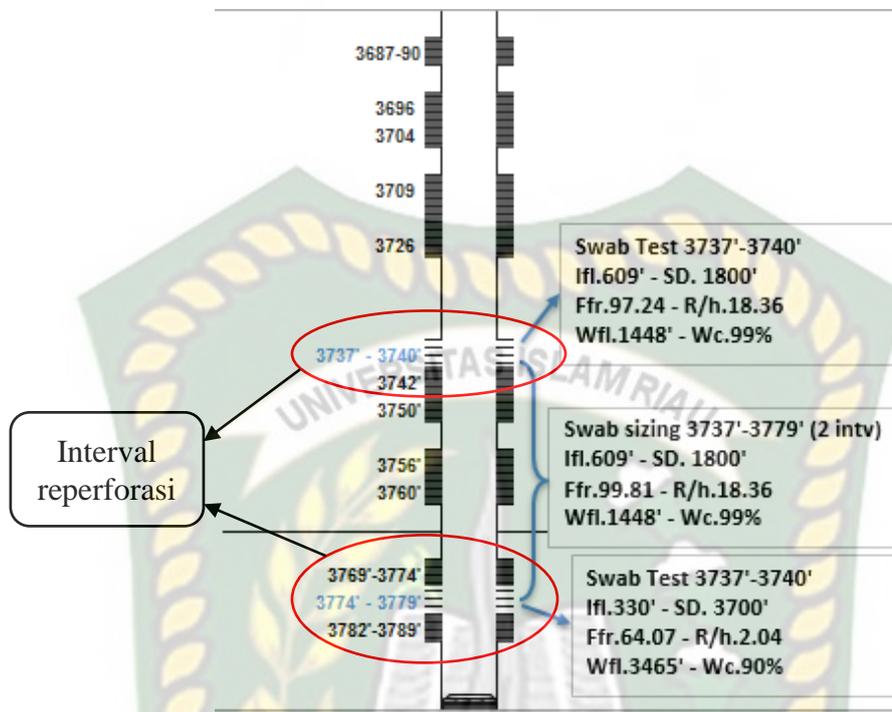
berdasarkan jenis log yang sama dari kedua log tersebut. Hal tersebut dapat dilihat pada Gambar 4.10 di bawah ini. Dapat dilihat bahwa defleksi kurva log Gamma Ray sedikit mengalami perubahan di beberapa kedalaman.



Gambar 4.10 Perbandingan penampakan hasil log *open hole* (a) dan log *cased hole* (b) pada zona produktif Sumur A#148 (Courtesy of BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2017)

Nilai WC yang didapatkan dari hasil *swabbing test* terakhir kali saat sebelum dilakukan *squeeze cementing* pada sumur A#148 ini telah mencapai 100%. Hasil Carboxsat juga mendukung bahwa zona hidrokarbon masih berada pada Lapisan Bekasap 2830' *sand* dan Bekasap 2900' *sand*. Dengan mempertimbangkan hasil tinjauan ulang log *open hole*, nilai RR, hasil log RMT, dan hasil Carboxsat, diputuskan bahwa interval yang akan di reperforasi adalah lapisan Bekasap 2830' *sand* kedalaman 3737-3740 ft dan lapisan Bekasap 2900' *sand* kedalaman 3774-3779 ft. Kedua interval tersebut dipilih karena mempertimbangkan juga bahwa kedalaman tersebut cukup jauh dari zona air seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.9 dan mempunyai defleksi kurva yang mencolok. *Well schematic* dari dibukanya interval baru tersebut ditunjukkan

Gambar 4.11. Dilakukan juga *swabbing test* setelahnya dan didapatkan nilai WC pada kedua interval sebesar 99%.



Gambar 4.11

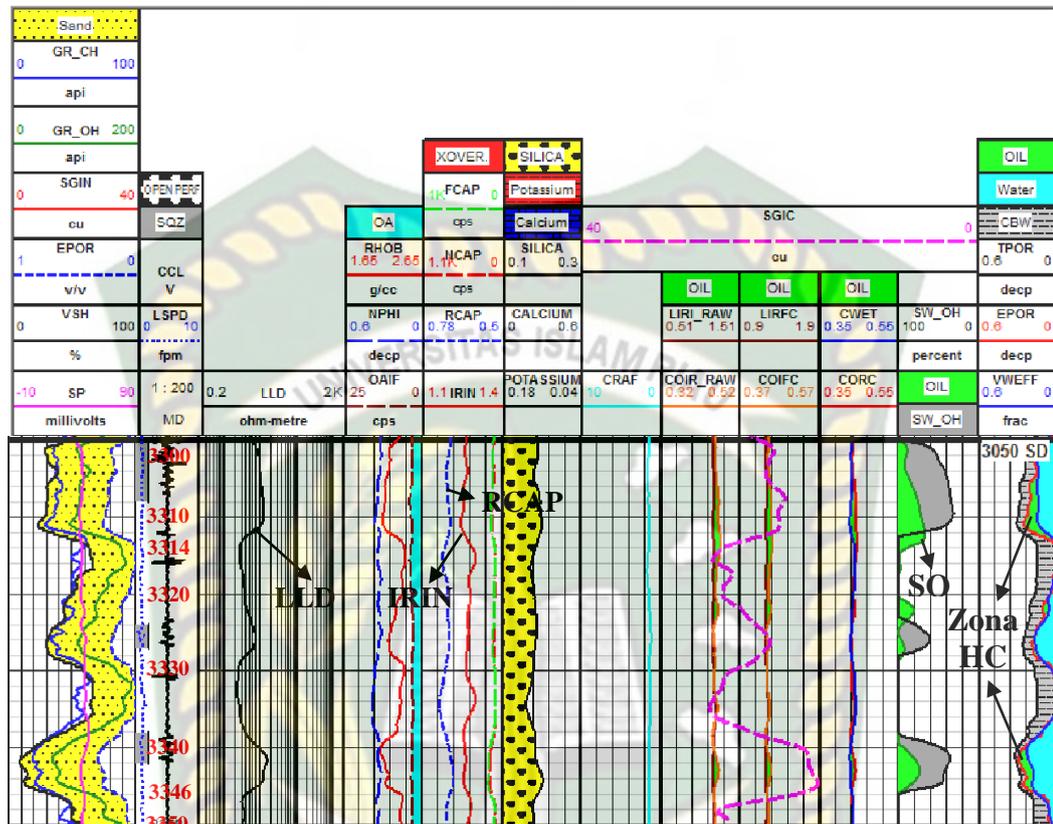
Gambar 4.11 Well schematic setelah dilakukan reperforasi sumur A#148 (BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2017)

Setelah direperforasi pada bulan Desember 2017, sumur A#148 kembali diproduksi. Bahkan dilakukan kerja ulang sumur berupa *recondition pump* beberapa hari setelahnya agar dapat menyeimbangkan hasil produksi dan membuat *water cut* menurun hingga 97%. Sumur A#148 ini terus diproduksi hingga bulan Maret 2018 dengan nilai WC masih dibawah 98% dan menghasilkan kumulatif produksi sebesar 661.827 BOPM dan RR berkurang menjadi 9.362,4 STB. Oleh karena itu, dapat dikatakan bahwa evaluasi untuk mencari zona produktif baru dengan menggunakan log *cased hole* ini berhasil.

4.2.2 Sumur A#150

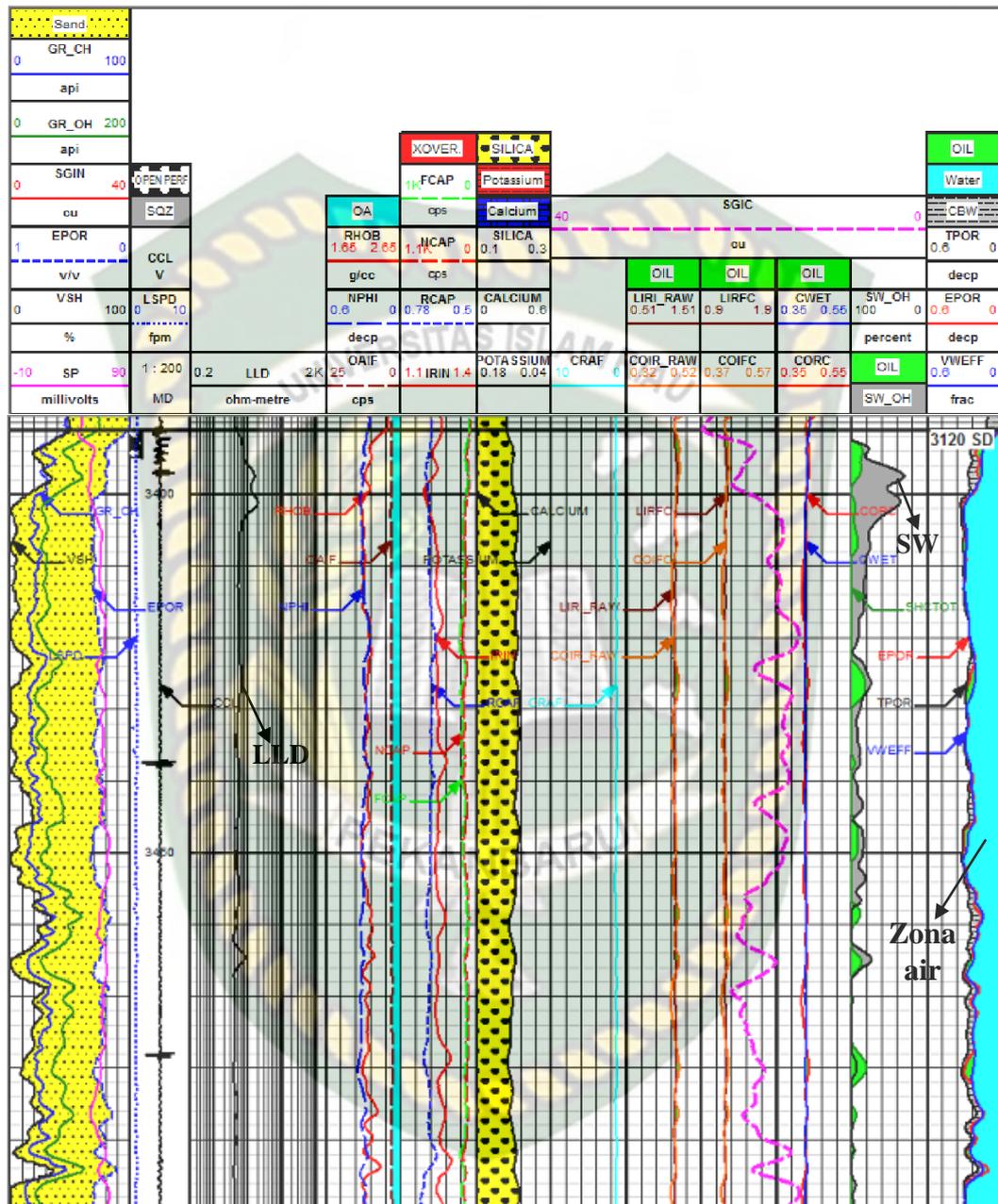
Dua zona potensial hidrokarbon ditemukan dari Sumur A#150. Hal tersebut ditemukan berdasarkan pengamatan pertama seperti yang dilakukan pada Sumur A#148 sebelumnya, yaitu dari defleksi kurva yang menghasilkan *shade* warna hijau pada *track* paling kanan yang menandakan zona hidrokarbon. Kedua zona

hidrokarbon dari Sumur A#150 berada di kedalaman 3300-3314 ft dan 3340-3346 ft. Keduanya dapat dilihat pada Gambar 4.12.



Gambar 4. 12 Hasil Carboxsat zona hidrokarbon pada sumur A#150 (Courtesy of BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2017)

Track pertama hingga akhir, seperti GR, LLD, saturasi, dan lainnya merupakan hasil log yang mempunyai defleksi kurva yang menandakan zona hidrokarbon. Beberapa *shade* yang terbentuk dari defleksi kurva juga sama, yaitu shade warna kuning berbintik yang menandakan sand di *track* paling kiri, warna hijau untuk minyak dan warna abu-abu untuk air pada *track* saturasi di *track* kedua dari kanan. Nilai saturasi minyak didukung dari kurva saturasi pada *track* kedua paling kanan di kedalaman 3300-3314 ft. *Track* ini memiliki skala nilai 0-100% dari kanan ke kiri. *Shade* hijau yang terbentuk merupakan saturasi minyak yang pada kedalaman tersebut berada pada skala nilai 10-23%. Sedangkan pada kedalaman 3340-3346 ft, saturasi minyaknya lebih besar, yaitu berkisar 20-26%.



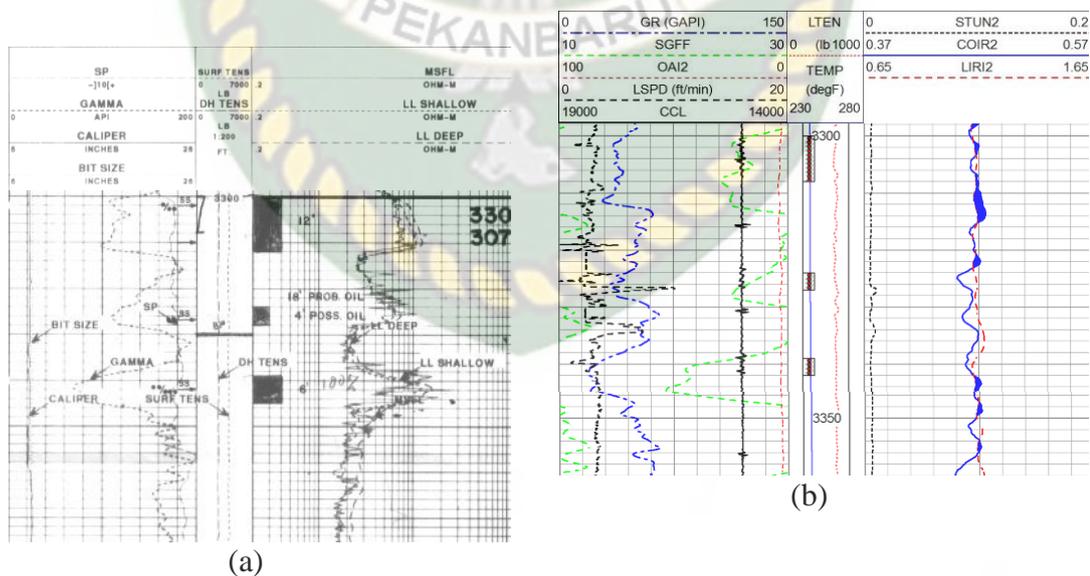
Gambar 4. 13 Hasil Carboxsat zona air pada sumur A#150 (Coutersy of BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2017)

Hasil Carboxsat juga menemukan zona air dari sumur ini. Seperti yang terlihat pada Gambar 4.13, zona air dimulai dari kedalaman 3900 ft hingga ke bawahnya. Pada zona air ini, defleksi kurvanya hampir sama dengan zona hidrokarbon, namun yang membedakan adalah hasil kurva pada *track* terakhir.

Terlihat bahwa zona tersebut mengandung air dari *shade* penuh warna biru.. Berdasarkan hasil Carboxsat tersebut bahwa Lapisan 3120' *sand* yang dulunya mengandung minyak telah tersapu oleh air.

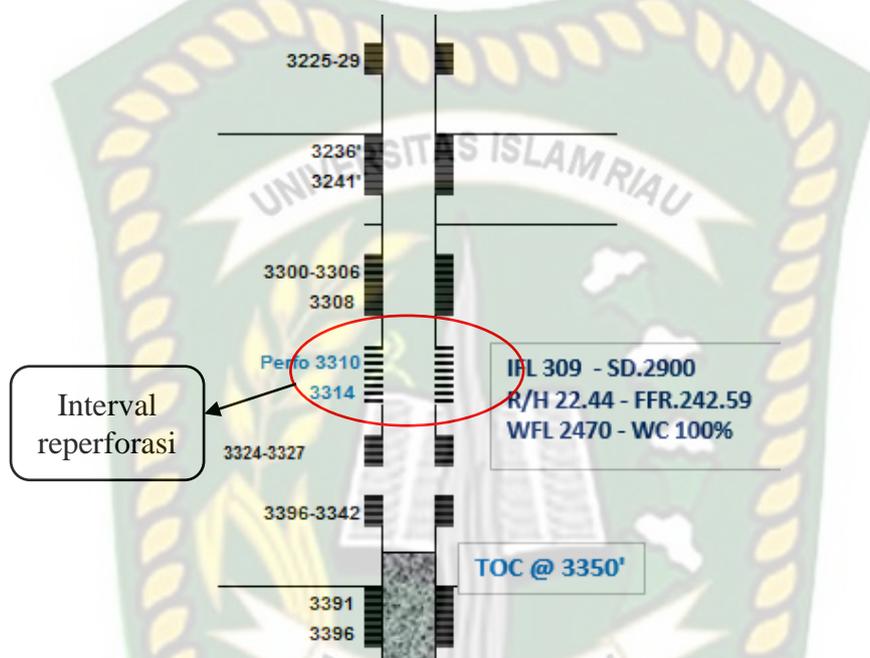
Setelah sumur ditutup dari tahun 2015, nilai WC dari hasil *swabbing test* pada interval perforasi terakhir kali yang dilakukan setelah dijalankannya log RMT masih tinggi, yaitu 100%. Hingga bulan November 2017, nilai WC masih 100%. Hal itu memperkuat bahwa memang benar adanya zona air pada Lapisan Bangko 3120' *sand* seperti yang diberikan oleh rangkaian log *cased hole* ini. dan diputuskan untuk dilakukan *squeeze cementing* pada semua interval. Hasil carboxsat juga menunjukkan bahwa zona hidrokarbon sudah berkurang hingga hanya satu lapisan, yaitu berada pada Lapisan Bangko 3050' *sand*.

Jika melihat perbandingan hasil *open hole log* dengan *cased hole log*, tidak akan terlalu terlihat hasil yang signifikan. Dikarenakan jenis log yang digunakan jelas berbeda. Beberapa log yang digunakan pada *cased hole log* tidak digunakan pada *open hole log*. Namun, penelitian ini masih dapat dilihat perbandingannya berdasarkan jenis log yang sama dari kedua log tersebut. Hal tersebut dapat dilihat pada Gambar 4.14 di bawah ini. Dapat dilihat bahwa defleksi kurva log Gamma Ray sedikit mengalami perubahan di beberapa kedalaman.



Gambar 4. 14 Perbandingan penampakan hasil log *open hole* (a) dan log *cased hole* (b) pada zona produktif Sumur A#150 (Courtesy of BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2017)

Berdasarkan pertimbangan hasil tinjauan ulang log *open hole*, nilai RR, hasil log RMT, serta hasil korelasi Carboxsat maka diambil keputusan bahwa akan dilakukan reperforasi pada Lapisan Bangko 3050' *sand*, tepatnya pada interval kedalaman 3310-3314 ft. Interval tersebut berada lebih jauh dari zona air dibandingkan dengan zona hidrokarbon yang lain. *Well schematic* dari dibuka interval baru tersebut dapat dilihat pada Gambar 4.15.



Gambar 4.14

Gambar 4.15 Well schematic setelah reperforasi Sumur A#150 (Courtesy of BOB PT. BSP Pertamina Hulu, 2017)

Setelah dilakukan reperforasi, sumur A#150 dapat kembali memproduksi minyak. Walaupun pada bulan pertama dibukanya interval perforasi nilai WC masih 100%, namun seiring berjalannya waktu nilai WC berhasil menurun hingga menjadi 95% dan terus diproduksi hingga April 2018. Sumur A#150 ini berhasil memproduksi hingga mencapai kumulatif produksi sebesar 689.761 BPOM dari jumlah produksi sebelumnya. Sehingga mengurangi nilai RR hingga 7.635,6 STB. Berdasarkan hasil produksi minyak yang bertambah dan nilai WC dapat berkurang tersebut, dapat dikatakan bahwa evaluasi log *cased hole* dari penelitian sumur A#150 ini berhasil.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan evaluasi log *cased hole* yang dalam penelitian ini menggunakan rangkaian *pulsed neutron logging* atau C/O log dari perusahaan Halliburton bernama RMT dan kemudia dikorelasi oleh Software Carboxsat pada Sumur A#148 dan A#150, maka dapat diambil kesimpulan diantaranya :

1. Zona potensial hidrokarbon Sumur A#148 masih tetap berada pada lapisan yang sama dari sebelumnya, yaitu Lapisan Bekasap 2830' *sand* dan Bekasap 2900' *sand*. Namun kedalamannya berubah pada interval yang baru, yaitu pada interval kedalaman 3704-3753 ft dengan saturasi minyak berkisar 10-35% dan 3773-3794 ft dengan saturasi minyak berkisar 10-67%. Sedangkan pada Sumur A#150, zona hidrokarbon yang berada di Lapisan Bangko 3120' *sand* telah tersapu oleh air dan menjadi hanya satu lapisan, yaitu Lapisan Bangko 3050' *sand* yang tepatnya berada pada interval kedalaman 3300-3314 ft dengan saturasi minyak berkisar 10-23% dan 3340-3346 ft dengan saturasi minyak berkisar 20-26%. Hasil saturasi minyak pada masing-masing sumur didapatkan dari korelasi Carboxsat.
2. Interval reperforasi baru yang dipilih pada Sumur A#148 di kedalaman 3737-3740 ft dan 3774-3779 ft serta pada Sumur A#150 di kedalaman 3310-3314 ft. Kedua sumur dapat kembali memproduksi minyak serta mengurangi nilai WC. Diproduksinya kembali sumur tersebut dapat dikatakan bahwa evaluasi dari log *cased hole* ini berhasil.

5.2 SARAN

Penelitian ini dapat dilanjutkan dengan analisis keekonomian dari pelaksanaan kerja ulang sumur dengan menggunakan log *cased hole* dan membandingkannya dengan kerja ulang sumur yang lain.

DAFTAR PUSTAKA

- Adio, J. T., Ajah, G. E., Akeremale, A. T., & Chee, k. K. (2017). A Successful Rigless Water Shut Off and Reperforation Operation - A Case Study in NPDC Operated Field. *SPE-189154-MS*.
- Alameedy, U. S. (2014). Evaluation of Hydrocarbon Saturation Using Carbon Oxygen (CO) Ratio and Sigma Tool. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering Vol. 13 No. 3*.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis*. Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists.
- Becerra, M. E., Hampton, D. W., Mancilla, D., Diaz, J., Rolon, R., Mackualo, H., . . . Angel, J. (2012, June 16-20). Identifying Bypassed Oil In Caño Limon With The Carbon/Oxygen Log. *SPWLA 53rd Annual Logging Symposium*.
- Craft, B. C., & Hawkins, M. F. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering Second Edition*. New Jersey: Prentice Hall PTR.
- Daneshy, A. (2006). Selection and Execution Criteria for Water-Control Treatments. *SPE 98059*.
- Darling, T. (2005). *Well Logging and Formastion Evaluation*. USA: Elsevier inc.
- Elshahawi, H., Gad, K., William, A., & Mostafa, A. (2001). Enhanced C/O Logging as an Effective Cased Hole Saturation. *SPE 71743*.
- Engler, T. W., & Bister, B. (2004). Identification of Behind Pipe Pay Zone in Low Permeability Sand/Shale/Coal Seqens.
- Eyvazzadeh, R. Y., Kelder, O., A.A.Hajari, Ma, S., & Behair, A. M. (2004). Modern Carbon/Oxygen Logging Methodologies: Comparing Hydrocarbon Saturation. *SPE 90339*.
- Fitrianti, & Novrianti. (2017). Analisis Peningkatan Produksi Pada Sumur Minyak Dengan Metode Partial Water Shut Off Dalam Meningkatkan Rasio Keberhasilan Partial Water Shut Off Pada Lapangan Hawa. *JEEE Vol. 6 No. 1*.
- Halliburton. (2007). *CarbOxSat™ Model*. Retrieved from Wireline and Perforating Service: www.Halliburton.com

- Halliburton. (2014). *Wireline and Perforating*. Retrieved from Formation Evaluatin: www.Halliburton.com
- Halliburton. (2018). *Successful Collaboration Between Halliburton and WEPCO Added 150% in Oil Daily Production Rate*. Retrieved from Case Study: www.Halliburton.com
- Hilchie, D. (1978). *Applied Openhole Log Interpretation*. Colorado, U.S.A.
- Irawan, D., & Utama, W. (2009, Januari). 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 Volume 5*.
- Johansen, S., Amundsen, H., Røsten, T., Ellingsrud, S., Eidesmo, T., & Bhuyian, A. (2005). Subsurface Hydrocarbons Detected by Electromanetic Sounding. *First Break*.
- Novrianti. (2017). Studi Kelayakan Pekerjaan Pemilihan Zona Produksi dan Squeeze off Cementing pada Sumur MY05. *JEEE Vol. 6 No. 2*.
- Perez, G., Mendez, F., E., A., Nora, P., & Martin, J. (2015). Pulsed Neutron Through-Casing Technology For Determination Of Mineralogy And Total Organic Carbon – First Case Study In The Neuquén Basin, Argentina. *SPWLA 56th Annual Logging Symposium*.
- R, A. .. (2015). Analisis Penentuan Zona Produktif Dan Perhitungan Cadangan Minyak Awal Dengan Menggunakan data Logging Pada Lapangan APR. *Seminar Nasional Cendekiawan*.
- Rider, M. H. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs*. Scotland: Rider-French Consulting Ltd.
- Rourke, M., Prabowo, W. E., & Winarti, S. (2004). A Case Study of Carbon-Oxygen Logging Through Multiple Turbular Strings Offshore Indonesia : Reservoir Model Verificoneith Emphasis of Fluid Contact and Bypass Oil Identification. *SPE 88519*.
- Schon, P. D. (2015). *Basic Well Logging and Formation Evaluation*. Bookbon.
- Simpson, G. A., Jacobson, L. A., & Escobar, R. (1999). A New Small-Diameter, High-Performance Reservoir Monitoring Tool. *SPE 53736*.

- Simpson, G. A., Truax, J. A., & Younse, G. A. (2001). Field Experience with a New Carbon/Oxygen Logging System in Complex Wellbore and Formation Conditions. *SPE 71718*.
- Sinha, R. K., Kumar, R., & Pandey, A. (2011). Integration of Mineral Model with Carbon-Oxygen Log Interpretation to Reduce Uncertainty in Hydrocarbon Saturation. *SPE 150778*.
- Smolen, J. J. (1996). *Case Hole and Production Log Evaluation*. Tulsa: PennWell Publishing Company.
- Truax, J. A., Jacobson, L. A., Simpson, G. A., Durbin, D. P., & Vasquez, Q. (2001). Field Experience and Results Obtained with an Improved. *SPWLA 42nd Annual Logging Symposium*.
- Vilasana, J., Ham, J. M., Perez, R., & Mehranfar, R. (2015). New Use and Interpretation of Production Logging InfRACTURED Reservoir Well with High Water Cut. *SPE 175664-MS*.