

**ANALISIS INTERPRETASI LOG UNTUK MENENTUKAN
INTERVAL PERFORASI PADA LAPANGAN #PWN# UNTUK
MENURUNKAN PRODUKSI AIR DI SUMUR “RS-1”**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

RIZKY SEPTIAWAN

NPM 163210135



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini disusun oleh :

Nama : Rizky Septiawan

NPM : 163210135

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas Akhir : Analisis Interpretasi Log Untuk Menentukan Interval Perforasi Pada Lapangan #PWN# Untuk Menurunkan Produksi Air Di Sumur "RS-1"

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Novrianti, ST., MT

Penguji : H. Dike Fitriansyah Putra, MSc., MBA

Penguji : Idham Khalid, ST., MT

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 21 Desember 2021

Disahkan Oleh :

KETUA PROGRAM STUDI

TEKNIK PERMINYAKAN


Novia Rita, S.T., M.T.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh



Pekanbaru, 21-12-2021

Rizky Septiawan
NPM. 163210135

KATA PENGANTAR

Rasa syukur diucapkan kepada Allah Subhanahu wa Ta'ala karena atas rahmat dan karunia-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 saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama kuliah. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar sarjana teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Novrianti, ST., MT selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu dan pikiran untuk memberi arahan maupun masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Ketua Prodi Ibu Novia Rita, S.T.,M.T dan sekretaris program studi Bapak Tomi Erfando,S.T., M.T serta dosen-dosen yang banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan, dan dukungan yang telah diberikan.
3. Kedua orang tua saya Bustami dan Dumaria, dan saudara-saudari saya Dhika Wirayanti, Dini Mayrisdayani, dan Novrizal.
4. Teman-teman Teknik Perminyakan angkatan 2016 terkhusus teman-teman satu kos yang telah memberi semangat kepada saya dan sama-sama berjuang dari pertama kuliah
5. Terakhir kepada PT SPR Langgak, Pak Muhammad Yasin, Pak Muhammad Habibi, Pak Hirzi Farizi selaku pembimbing lapangan.

Semoga Allah selalu melindungi dan membalas kebaikan semua pihak yang sudah membantu saya. Semoga Tugas Akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 21-12-2021



Rizky Septiawan
NPM. 163210135

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR LAMPIRAN	ix
DAFTAR SINGKATAN	ix
DAFTAR SIMBOL	x
ABSTRAK	xi
ABSTRACT	xii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN	2
1.4 BATASAN MASALAH	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 STATE OF THE ART	4
2.1 PENENTUAN CADANGAN	7
2.2 WELL COMPLETION	7
2.2.1 Jenis-jenis well completion	8
2.2 WATER CONING	10
2.3 USAHA PENCEGAHAN WATER CONING	12

2.4	PENENTUAN LAJU ALIR KRITIS	12
2.5	USAHA PENANGGULANGAN PRODUKSI AIR BERLEBIH	13
2.6	JENIS-JENIS KURVA LOG	15
2.2.2	Log Resistivitas	15
2.2.3	Log <i>Gamma Ray</i>	15
2.2.4	Log <i>Reservoir Saturation Tool (RST)</i>	16
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		18
3.1	<i>FLOWCHART</i>	19
3.2	STUDI LAPANGAN	20
3.3	LOKASI DAN WAKTU PENELITIAN.....	23
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN		24
4.1	KINERJA SUMUR RS-1	24
4.2	MENGANALISIS INTERVAL PERFORASI BERDASARKAN HASIL INTERPRETASI LOG	30
4.3	PENGARUH REPERFORASI TERHADAP LAJU PRODUKSI MINYAK DAN <i>WATER CUT</i>	36
4.4	PENENTUAN LAJU ALIR KRITIS PADA SUMUR RS-1.....	36
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		38
5.1	KESIMPULAN	38
5.2	SARAN	38
DAFTAR PUSTAKA		39
LAMPIRAN.....		42

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Interpretasi Data Log Sumur B-12	5
Gambar 2. 2 Interpretasi Data Log Sumur AP#1	6
Gambar 2. 3 Open hole completion (Kemendikbud, 2013a).....	8
Gambar 2. 4 Screen and liner completion (Kemendikbud, 2013a)	9
Gambar 2. 5 Perforated casing completion (Kemendikbud, 2013a)	9
Gambar 2. 6 Tampilan water coning di sumur vertikal (Ling & Shen, 2012).....	11
Gambar 2. 7 Interpretasi dari beberapa jenis log.....	16
Gambar 3. 1 Flowchart	19
Gambar 3. 2 Peta Lokasi Lapangan PWN di Provinsi Riau	20
Gambar 3. 3 Block Area Lapangan PWN	20
Gambar 3. 4 Lapangan PWN.....	21
Gambar 3. 5 Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah, (Heidrick & Aulia, 1993). 22	
Gambar 4. 1 <i>Mark</i> Log Sumur RS-1, (Data PWN, 1980)	24
Gambar 4. 2 Sebelum dan Sesudah Rekompleksi	30
Gambar 4. 3 Pembacaan Log RST Interval 1080 ft-1090 ft.....	31
Gambar 4. 4 Pembacaan Log RST Interval 1162 ft-1168 ft.....	32
Gambar 4. 5 Pembacaan Log RST Interval 1174 ft -1184 ft.....	33
Gambar 4. 6 Pembacaan Log RST Interval 1184 ft -1192 ft.....	33
Gambar 4. 7 Pembacaan Log RST Interval 1217 ft -1227 ft.....	34
Gambar 4. 8 <i>Structure Map Top</i> Sihapas	35
Gambar 4. 9 Performa Produksi Sumur RS-1 Sebelum dan Sesudah Reperforasi	36

DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Data Sumur RS-1	18
Tabel 3. 2 Waktu Penelitian	23
Tabel 4. 1 Data <i>Reservoir</i> dan Fluida Sumur RS-1	26
Tabel 4. 2 Interval Aktif Perforasi Sumur RS-1	35



DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	OOIP & <i>REMAINING RESERVE</i>
LAMPIRAN II	SKEMATIK SUMUR
LAMPIRAN III	DATA LOG (<i>OPEN HOLE & CASED HOLE</i>)
LAMPIRAN IV	TABLE KINERJA SUMUR RS-1



DAFTAR SINGKATAN

OWOC	Original Water Oil Contact
COWC	Current Oil Water Contact
GR	Gamma Ray
RST	Reservoir Saturation Tool
BOPD	Barrel Oil Per Day
WC	Water Cut
WSO	Water Shut Off
CPA	Cup Packer Assembly
GOC	Gas Oil Contact
RR	Remaining Reserve
OOIP	Original Oil In Place
DWS	Downhole Water Sink
RPM	Relative Permeability Modifier
U	Uranium
P	Potasium
Th	Thorium
API	American Petroleum Institute
TDT	Thermal Decay Time
SO	Oil Saturated



DAFTAR SIMBOL

%	Persen
Φ	Porositas
μ	Viskositas



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

ANALISIS INTERPRETASI LOG UNTUK MENENTUKAN INTERVAL PERFORASI PADA LAPANGAN #PWN# UNTUK MENURUNKAN PRODUKSI AIR DI SUMUR “RS-1”

RIZKY SEPTIAWAN
163210135

ABSTRAK

Sumur RS-1 memiliki 5 interval perforasi, dimana 3 diantaranya masih berproduksi yaitu pada kedalaman 1080 ft – 1090 ft, 1162 ft – 1168 ft, dan 1174 ft – 1184 ft, sedangkan interval 1184 ft – 1192 ft, 1217 ft -1227 ft sudah di isolasi menggunakan *cup packer assembly*. Dimana interval 1080 ft 1090 ft diketahui telah memiliki *water cut* 99%, interval 1162 ft – 1168 ft memiliki *water cut* 98%, dan interval 1174 ft – 1184 ft memiliki *water cut* 98%. Terdapat beberapa cara yang dapat digunakan untuk mengurangi produksi air, diantaranya adalah *water shut-off*, rekomplesi dan *relatif permeability modifier*. Metode yang digunakan untuk mengurangi nilai *water cut* dan meningkatkan produksi minyak pada sumur RS-1 yaitu metode rekomplesi. Analisis data log kelima interval tersebut perlu dilakukan untuk mengetahui performa interval tersebut. Berdasarkan data log maka kelima interval pada sumur RS-1 dilakukan *squeeze cementing*. Selanjutnya hasil analisis menunjukkan bahwa interval 1080 ft – 1090 ft tidak akan diproduksi kembali hal tersebut berdasarkan pertimbangan sumur sekitarnya. . Sedangkan interval 1177 ft – 1180 ft, 1184 ft – 1192 ft dan 1217 ft – 1227 tidak akan diproduksi kembali karena berdasarkan analisis data log diketahui bahwa interval tersebut tidak ekonomis karena berada pada zona air. Untuk interval yang akan di perforasi adalah interval 1162 ft – 1168 ft yang dilihat dari data log RST masih mengandung hidrokarbon, dengan SO rata-rata 18%, interval 1173 ft-1177 ft dengan SO rata-rata 18% dan interval 1180 ft-1184 ft dengan SO rata-rata 30% dari total kandungan sebelum di produksi. Setelah dilakukan reperforasi maka perlu untuk mengetahui laju alir kritis sumur tersebut. Hasil dari perhitungan metode Craft and Hawkins menunjukkan bahwa laju alir kritis untuk mencegah terjadinya *water coning* adalah 15.5 bopd sedangkan nilai laju alir aktual adalah 32.65 bopd.

Kata kunci: *water oil contact (WOC), water coning, well logging*

**LOG INTERPRETATION ANALYSIS TO DETERMINE PERFORATION
INTERVAL IN #PWN# FIELD TO REDUCE WATER PRODUCTION IN
“RS-1” WELL**

RIZKY SEPTIAWAN
163210135

ABSTRACT

The RS-1 well has 5 perforation intervals, of which 3 are still in production, namely at a depth of 1080 ft – 1090 ft, 1162 ft – 1168 ft, and 1174 ft – 1184 ft, while the intervals 1184 ft – 1192 ft, 1217 ft -1227 ft have isolated using a cup packer assembly. Where the interval 1080 ft 1090 ft is known to have a 99% water cut, the 1162 ft – 1168 ft interval has a 98% water cut, and the 1174 ft – 1184 ft interval has a 98% water cut. There are several ways that can be used to reduce water production, including water shut-off, recompletion and relative permeability modifier. The method used to reduce the water cut value and increase oil production in the RS-1 well is the recompletion method. Log data analysis of the five intervals needs to be done to determine the performance of the interval. Based on the log data, the five intervals in the RS-1 well were squeezed cementing. Furthermore, the results of the analysis show that the interval of 1080 ft – 1090 ft will not be reproduced based on the consideration of the surrounding wells. . While the intervals 1177 ft – 1180 ft, 1184 ft – 1192 ft and 1217 ft – 1227 will not be reproduced because based on log data analysis it is known that these intervals are not economical because they are in the water zone. The interval to be perforated is the 1162 ft – 1168 ft interval which is seen from the RST log data that still contains hydrocarbons, with an average SO of 18%, an interval of 1173 ft-1177 ft with an average SO of 18% and an interval of 1180 ft-1184 ft with SO on average 30% of the total content before production. After reperforation, it is necessary to determine the critical flow rate of the well. The results of the calculation of the Craft and Hawkins method show that the critical flow rate to prevent water coning is 15.5 bopd while the actual flow rate is 32.65 bopd.

Keyword: water oil contact (WOC), water coning, well logging

BAB I PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Dewasa ini, permasalahan yang sering dijumpai pada sumur tua adalah terproduksinya fluida yang tidak diinginkan, seperti air. Adanya air di dalam lubang sumur tentu akan menambah berat kolom fluida yang menyebabkan terjadinya peningkatan persyaratan pengangkatan (Ahmad, Al-Shabibi, Zeybek, & Malik, 2012). Sehingga hal ini dapat menyebabkan biaya operasional semakin meningkat karena produksi air harus diproses dan diolah sebelum dibuang atau di injeksi (Permana, Ferdian, Aji, & Siswati, 2015). Jika tidak segera dilakukan perbaikan maka sumur dapat saja mengalami *liquid hold-up*, sebuah proses dimana air telah menutup aliran produksi minyak (Desyta, Kasmungin, & Wibowo, 2018).

Banyak faktor yang menyebabkan hal ini terjadi, antara lain karena naiknya zona *water oil contact* (WOC) akibat interval perforasi yang tidak tepat sehingga sehingga sebagian interval perforasi masuk pada zona air (Moawad, Al-Dhafeeri, & Mohamed, 2013). Salah satu langkah yang dapat dilakukan adalah dengan mengubah ketebalan perforasi maupun mengubah letak interval perforasi lebih jauh dari batas minyak-air (WOC). Perforasi mempunyai peran penting dalam meningkatkan produksi pada sumur minyak dan gas, dimana metode perforasi digunakan untuk menembus *casing* dan semen sehingga menghubungkan zona target dan *casing* (He, Feng, Yucai, Yang, & CHENG, 2014). Pada produksi laju minyak yang tinggi, antarmuka antara zona minyak dan zona air di bawahnya naik dan bergerak menuju perforasi sehingga menyebabkan fasa yang tidak diinginkan di hasilkan dari reservoir (Stanley Okafor, Ebenezer Ubani, & Anyanwu, 2018). Hal tersebut dapat terjadi akibat minyak yang sebelumnya mengisi pori batuan telah digantikan oleh air yang berasal dari *aquifer* (Fitrianti; Novrianti, 2017).

Sumur RS-1 merupakan sumur minyak yang pertama kali diproduksi sejak tahun 1988 dengan produksi awal sebesar 361 BOPD dengan *water cut* (WC) 0.4%, dengan tipe sumur *vertical* yang memiliki kedalaman sumur mencapai 1391 ft dengan struktur lapangan berupa antiklin dan sumur berada pada posisi *top structure*. Dalam penelitian ini diketahui bahwa saat ini sumur RS-1 memiliki *water cut* yang tinggi. Hal ini menjelaskan bahwa pada sumur RS-1 telah terjadi permasalahan produksi air.

Sumur RS-1 merupakan sumur minyak yang pertama kali diproduksi sejak tahun 1988 dengan produksi awal sebesar 361 BOPD dengan *water cut* (WC) 0.4%, dengan tipe sumur vertikal yang memiliki kedalaman sumur 1391 ft. Terdapat 3 interval yang diproduksi pada sumur RS-1 yaitu 1080 ft – 1090 ft dengan WC 99%, 1162 ft – 1168 ft dengan WC 98% dan 1174 ft – 1184 ft dengan WC 98%. Sedangkan 2 interval lainnya yaitu interval 1184 ft – 1192 ft dan 1217 ft – 1227 ft telah di isolasi menggunakan *packer*. Untuk mengurangi harga *water cut* dan meningkatkan kembali produksi minyak pada sumur RS-1 maka akan dilakukan rekomplesi, dimana analisis data log perlu dilakukan sebelum menentukan kedalaman perforasi untuk rekomplesi. Salah satu data log yang digunakan adalah RST (*Reservoir Saturation Tool*). Setelah penentuan kedalaman interval perforasi rekomplesi ditentukan, maka perhitungan laju alir kritis interval setelah rekomplesi juga dilakukan untuk mengetahui kemungkinan terjadinya *water coning* pada interval tersebut.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

- 1 Menganalisis interpretasi log dalam menentukan interval perforasi untuk rekomplesi pada sumur RS-1
- 2 Menganalisis laju produksi kritis dengan metode Craft and Hawkins pada sumur RS-1

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Berdasarkan penelitian yang akan dilakukan ini diharapkan dapat dimanfaatkan sebagai pengkayaan materi kerja ulang sumur (*work over*) dan dapat menjadi referensi bagi mahasiswa/i Teknik Perminyakan untuk sebagai acuan dalam penelitian khususnya tentang reperforasi.

1.4 BATASAN MASALAH

Agar penelitian ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka dalam penelitian ini akan dibatasi masalahnya, yakni sebagai berikut:

1. Hanya akan membahas mengenai analisis data log pada sumur RS-1 untuk menentukan interval perforasi dan tanpa membahas desain dan menentukan metode perforasi yang di sesuai.



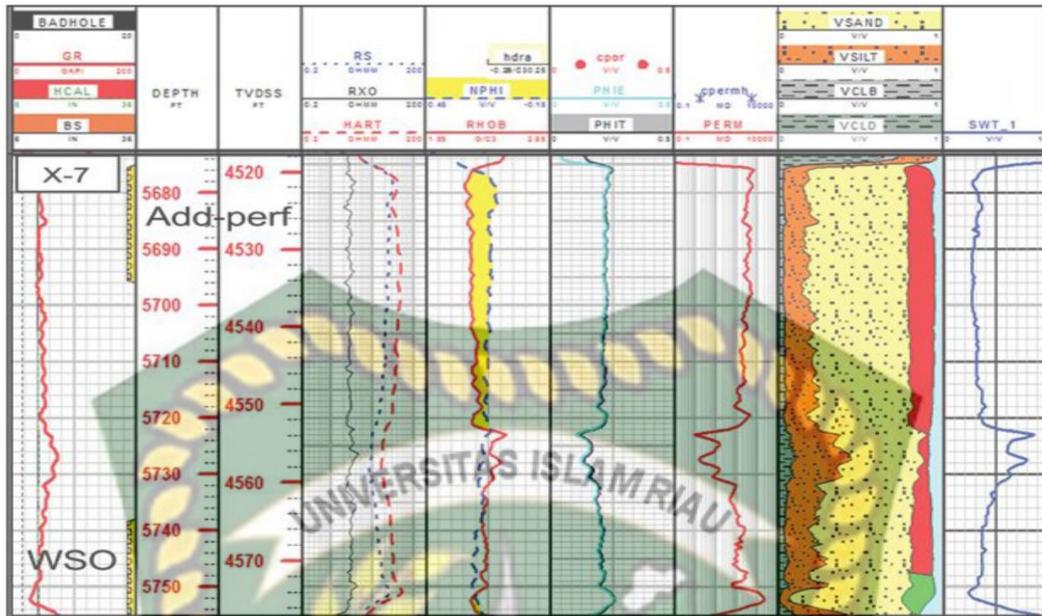
BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Adapun kajian keislaman penelitian ini adalah surah Al-Jasiyah (29), yang artinya (Allah berfirman), “Inilah Kitab (catatan) Kami yang menuturkan kepadamu dengan sebenar-benarnya. Sesungguhnya Kami telah menyuruh mencatat apa yang telah kamu kerjakan.”

2.1 STATE OF THE ART

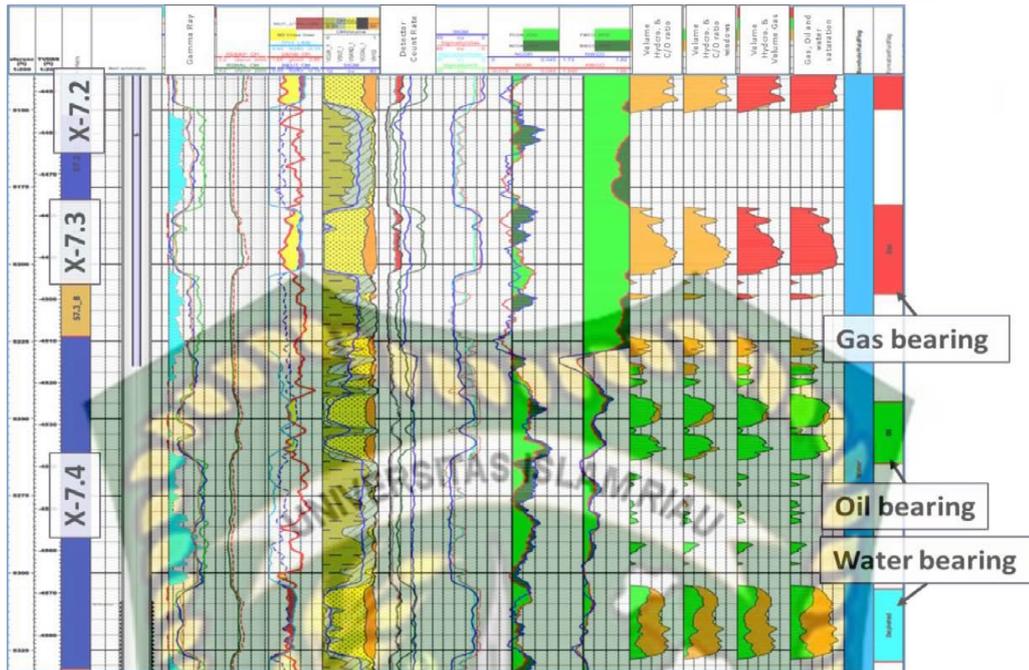
Penelitian yang dilakukan oleh (Hernandez-Solana, Tellez-Abaunza, & Garcia-Montoya, 2016) membahas mengenai penurunan produksi yang terjadi pada sumur A setelah satu tahun produksi akibat tingginya *water cut* yang mencapai 99% dengan produksi awal 10.800 BOPD. Sumur A memiliki interval sebesar 121 ft dan tidak memungkinkan dilakukan perforasi lebih dalam karena jarak interval ke *water oil contact* (WOC) adalah 13 ft, dan tidak ada kesempatan untuk melakukan perforasi lebih tinggi karena kedekatannya dengan gas *oil contact* (GOC). Sehingga dilakukan *water shut off* dan perforasi dilakukan 32 ft lebih tinggi dan hasilnya adalah *water cut* berhasil turun menjadi 14% dengan produksi minyak 1.300 BOPD.

Penelitian oleh (Abdulahadi et al., 2018) yang dilakukan pada sumur B-12 membahas mengenai peningkatan *water cut* yang tiba-tiba terjadi dari 0% menjadi 50% setelah sumur 2 tahun berproduksi, sehingga sumur diduga mengalami *channeling*. Setelah proses *squeeze* telah selesai maka *additional perforation* dilakukan pada reservoir yang sama tetapi 10 ft lebih tinggi dari perforasi asli. Namun *additional perforation* tidak berhasil karena justru menghasilkan 100% *water cut*. Berdasarkan log *contact/saturation* menjelaskan bahwa *oil water contact* (OWC) sudah berada pada kedalaman perforasi tersebut. Sehingga diputuskan melakukan *water shut off* (WSO) dan melakukan perforasi baru pada bantalan gas reservoir tersebut. Hasilnya sumur menghasilkan 1.000 BOPD dan penurunan *water cut* dari 100% menjadi 0%.



Gambar 2. 1 Interpretasi Data Log Sumur B-12

Pada tahun berikutnya (Abdulhadi et al., 2019) berusaha untuk menyajikan hasil logging, kegiatan perolehan minyak dari log *contact-saturation* di Lapangan B. Salah satunya adalah sumur B-7 yang telah diproduksi selama 10 tahun dan mengalami masalah produksi air berlebih pada tahun 2003. Sebelum menjalankan log *contact-saturation* di B-7, ada beberapa upaya perforasi tambahan yang dilakukan di sumur. Sumur di perforasi beberapa ft di bawah kontak gas-minyak (GOC). Namun ternyata menghasilkan *water cut* yang tinggi yang menunjukkan bahwa kontak minyak-air (OWC) telah meningkat ke atau mendekati kedalaman GOC. Kemudian diputuskan untuk menjalankan log *contact-saturation* di sumur B-7, untuk menemukan GOC dan OWC. Hasil log menunjukkan nilai sigma yang rendah dan persilangan antara jumlah detektor dekat dan jauh pada reservoir X-7.2 dan X-7.3 yang menunjukkan adanya gas di reservoir. Namun, tidak adanya *cross-over* dan nilai sigma yang lebih tinggi di X-7.4 atas menunjukkan bahwa zona gas sudah "disapu" yaitu diganti dengan cairan. Zona tersebut menunjukkan rasio C/O yang lebih tinggi dibandingkan dengan bagian bawah X-7,4 yang menunjukkan adanya minyak di atas X-7,4. Pekerjaan perforasi tambahan selanjutnya dilakukan di X-7.4 atas berdasarkan hasil logging. Perforasi tambahan pada X-7.4 berhasil dan menghasilkan 480 bopd.



Gambar 2. 2 Interpretasi Data Log Sumur AP#1

Penelitian yang dilakukan oleh (Jenita, Komar, & Bochori, n.d.) dilapangan PT Pertamina EP Asset 1 membahas tentang penyebab terjadinya penurunan *oil recovery*. Salah satunya adalah sumur X-41 yang mengalami masalah tingginya produksi air berlebih, Pada sumur X-41 diketahui memiliki ketebalan 24,51 ft, radius pengurasan 805,79 ft, interval perforasi 22,967 ft, jarak WOC ke bottom perforasi hanya 13,124 ft. Ketebalan pada sumur X-41 termasuk rendah sehingga menyebabkan letak interval perforasi dekat dengan jarak WOC. Berdasarkan analisa yang dilakukan diketahui sumur X-41 mengalami produksi air berlebih akibat *Q actual* yang melewati *Q kritis*.

Penelitian yang dilakukan oleh (Nmegbu, Awara, & Kinate, 2020) membahas tentang pengendalian produksi air berlebih yang terjadi di lapangan Delta Niger pada sumur NDZ_A. Berdasarkan analisis yang dilakukan menggunakan metode chan, diketahui penyebab meningkatnya BSW di sumur tersebut akibat naiknya OWC. Kenaikan OWC terjadi akibat hasil *drawdown* dari peningkatan choke dari 16(/64") menjadi 40(/64"). Berdasarkan data log RST ada peluang untuk melakukan perforasi lebih tinggi dari sebelumnya. Hasilnya WC menurun dari 60% menjadi 0.3 %.

Penelitian yang dilakukan oleh (Saputra & Ariadji, 2009) membahas tentang cara mengidentifikasi lokasi *bypass oil* dengan mengkombinasikan metode X-Plot dan K.S. Chan pada Lapangan V dan melakukan analisa sensitivitas pada sebuah model *reservoir* dengan menggunakan *conventional model reservoir* pada empat sumur vertikal dengan selang perforasi yang sama namun berada pada posisi yang berbeda. Hasil nya dapat disimpulkan bahwa nilai *water cut* untuk posisi sumur yang semakin jauh dari *water oil contact* akan sangat terpengaruh oleh nilai perbandingan permeabilitas vertikal-horisontal yang ada di dalam *reservoir*.

2.1 PENENTUAN CADANGAN

Cadangan merupakan akumulasi dari minyak dan gas yang dapat diproduksi ke permukaan secara komersial. Cadangan dapat ditindak lanjuti apabila telah memenuhi beberapa persyaratan berikut (Kementerian Pendidikan dan Kebudayaan, 2013)

- 1 Telah diketemukan (*discovered*)
- 2 Dapat diambil (*recoverable*)
- 3 Memenuhi syarat komersialitas (*commercial*)
- 4 Adanya sejumlah volume yang tersisa (*remaining*).

Untuk menghitung cadangan minyak (OOIP) yaitu dapat menggunakan persamaan volumetrik. *Original Oil In Place*, yaitu akumulasi dari minyak awal yang belum di produksikan di suatu reservoir

$$OOIP = \frac{7758 \times a \times h \times \phi \times (1 - S_w)}{Bo} \dots\dots\dots (1)$$

Sebelum melakukan *work over*, penting untuk mengetahui cadangan yang masih tersisa (*Remaining Reserve*) pada lapisan reservoir sumur. Nilai *Remaining Reserve* dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

$$Remaining Reserve (RR) = OOIP - N_p \dots\dots\dots (2)$$

2.2 WELL COMPLETION

Ketika suatu sumur telah dibor kemudian mencapai target yang sudah ditentukan dan dari test memperlihatkan hasil yang ekonomis untuk dikembangkan,

selanjutnya adalah melakukan tindakan penyelesaian sumur (Kemendikbud, 2013a).

2.2.1 Jenis-jenis *well completion*

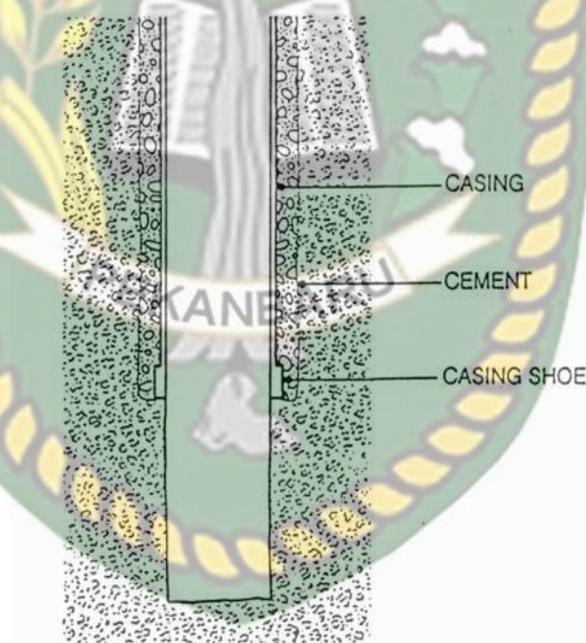
Well completion berdasarkan fungsinya dibagi menjadi tiga bagian, yaitu: *reservoir interface*, jumlah produksi dan metode produksi (Oeiyono, 2018).

a. *Reservoir interface*

Berdasarkan fungsinya maka *reservoir interface* dibagi menjadi tiga metode, yaitu:

1. *Openhole completion*.

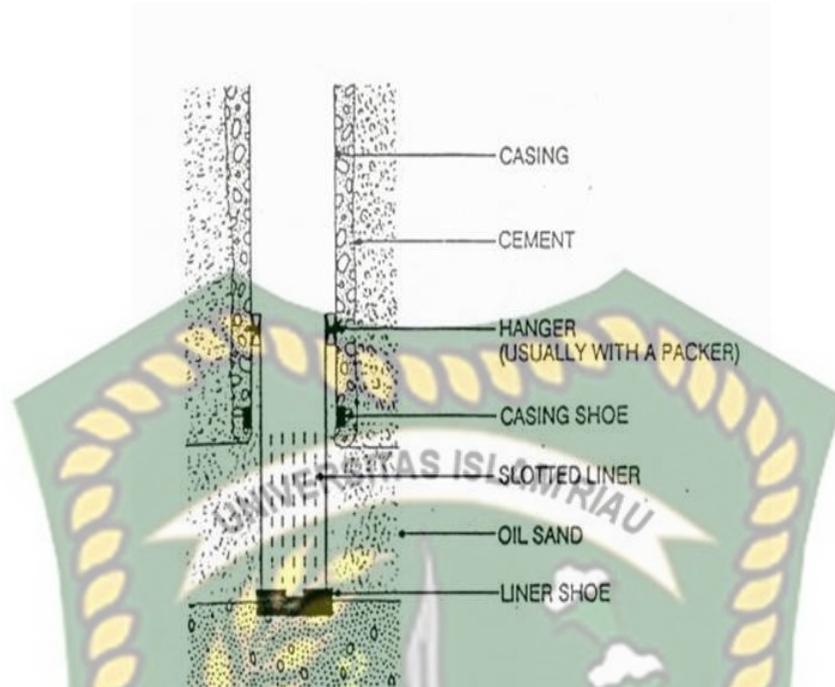
Pada metoda kompleksi "*Openhole*", proses pemasangan casing hanya dilakukan sampai diatas zone produktif (*interest zone*).Selanjutnya sumur akan diproduksi dengan kondisi terbuka disepanjang zone produktif.



Gambar 2. 3 *Open hole completion* (Kemendikbud, 2013a)

2. *Liner completion*.

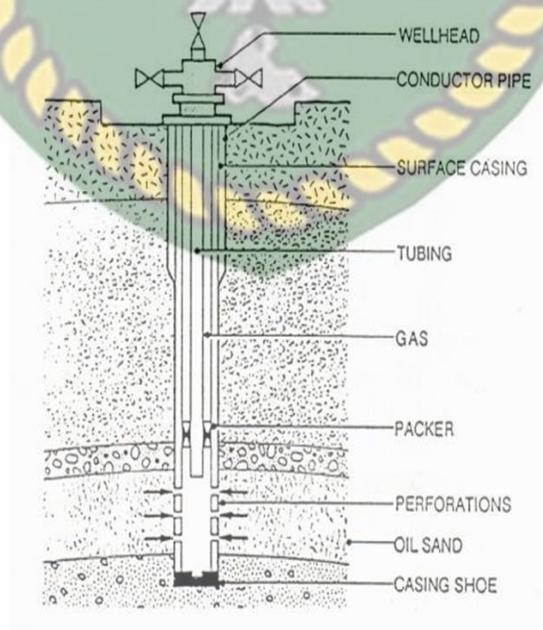
Liner adalah *casing string* yang dilakukan tidak dari bagian atas lubang sumur, namun tergantung dari bagian dalam *casing string* pada saat sebelumnya.



Gambar 2. 4 *Screen and liner completion* (Kemendikbud, 2013a)

3. *Perforated casing completion.*

Merupakan sebuah metode kompleksi yang dilakukan ketika *casing* terpasang di sepanjang lubang sumur. Selanjutnya aliran fluida dari reservoir ke lubang sumur terjadi melewati lubang perforasi.



Gambar 2. 5 *Perforated casing completion* (Kemendikbud, 2013a)

b. Jumlah Produksi

Berdasarkan fungsinya maka jumlah produksi dibagi menjadi *single completion*, *comingle completion* dan *multiple completion*.

1. *Single completion*.

Adalah metode produksi yang hanya menggunakan satu pipa produksi, dan hanya memiliki satu zone produktif

2. *Comingle completion*.

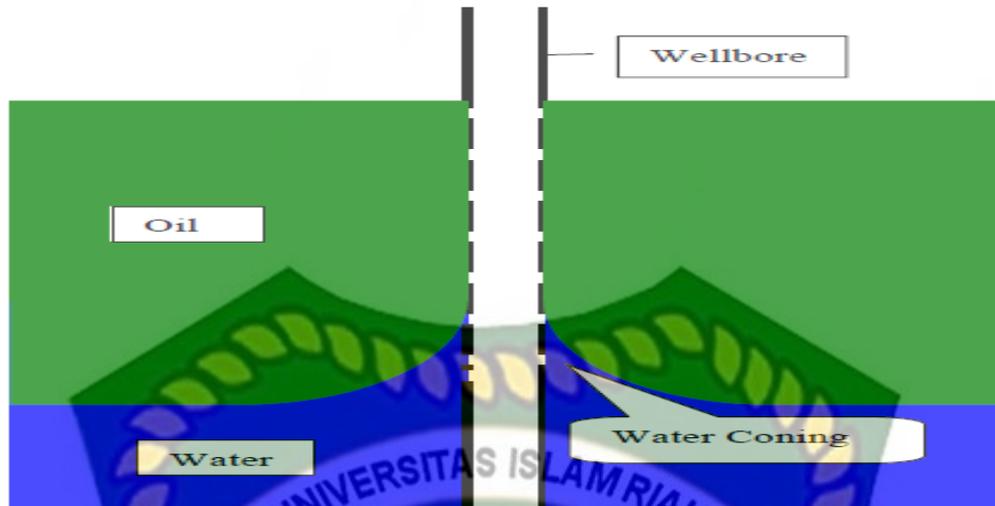
Adalah metode produksi, dimana sumur memiliki lebih dari satu zone produktif

3. *Multiple completion*.

Adalah metode produksi, dimana sumur memiliki lebih dari satu zone produktif. Dan setiap lapisan diproduksi secara terpisah sesuai dengan kemampuan lapisan tersebut masing-masing.

2.2 WATER CONING

Produksi minyak dari sumur-sumur yang ada di reservoir yang didukung dengan akuifer yang kuat menyebabkan perubahan *pressure draw-down* di sekitar lubang sumur dan menyebabkan pergerakan antarmuka minyak/air menuju interval produksi (Azim, 2016). Antarmuka fluida berubah bentuk dari bentuk awalnya menjadi bentuk kerucut dan itulah sebabnya fenomena ini disebut *water coning* (Gambar 2.1). *Water coning* merupakan fenomena yang terjadi pada sumur produksi yang sebagian menembus *pay zone* (Tabatabaei, Ghalambor, & Guo, 2008). *Water coning* dapat menjadi masalah serius pada proses produksi, karena dapat mengurangi produksi minyak dan meningkatkan produksi fluida yang tidak diperlukan berupa air.



Gambar 2. 6 Tampilan *water coning* di sumur vertikal (Ling & Shen, 2012)

Water coning dapat terjadi ketika lapisan akuifer aktif yang berada di bawahnya bergerak menuju perforasi sumur produksi. Produksi dari sumur menciptakan gradien tekanan yang menyebabkan kontak air-minyak meningkat ke sekitar sumur dalam bentuk kerucut. Jika sumur diproduksi di atas laju kritis, gradien tekanan yang mengalir di sumur akan menyebabkan kerucut masuk ke dalam sumur (Rabiei, 2011). (Jenita et al., n.d.) menyebutkan di dalam penelitiannya bahwa terdapat lima parameter yang mempengaruhi laju produksi kritis sumur, yaitu:

- 1 Ketebalan (h), ft
- 2 Radius pengurasan (r_e), ft
- 3 Interval perforasi (h_p), ft
- 4 Jarak *water oil contact* (WOC) ke dasar perforasi (h_c), ft
- 5 Permeabilitas vertikal dan horizontal, Md

Dan secara operasional dampak kerugian yang ditimbulkan akan sangat merugikan, hal tersebut disebabkan oleh beberapa faktor , yaitu :

- 1 Produktivitas minyak menurun.
- 2 Akan membutuhkan biaya yang tinggi karena terdapat fluida yang memiliki massa lebih besar, selain itu pembuangan air di permukaan akan meningkat.
- 3 *Recovery efficiency* mengalami penurunan akibat dari harga *water cut* telah sampai pada batas ekonomi limit.

2.3 USAHA PENCEGAHAN *WATER CONING*

Berbagai usaha dapat dilakukan untuk mencegah terjadinya *water coning*, diantaranya yaitu: (Rukmana, Kristanto, & Cahyoko Aji, 2011):

1. Mengatur posisi dari interval perforasi pada sumur, agar sumur bekerja dengan optimum dan tanpa menimbulkan *water coning*.
2. Pada sumur yang sudah diperforasi, pencegahan dapat dilakukan dengan mengatur laju produksi, sehingga tidak melewati dari laju produksi kritisnya, upaya ini dilakukan untuk memperlambat terjadinya *water coning*.

2.4 PENENTUAN LAJU ALIR KRITIS

Upaya untuk menentukan laju alir kritis pada sumur minyak telah banyak dilakukan oleh berbagai kalangan, salah satunya adalah metode Craft dan Hawkins dengan persamaan sebagai berikut (Brown, 1984):

$$QOC = \frac{0.00708 k_o h (p_{ws} - p_{wf})}{B_o \mu_o \ln(r_e/r_w)} PR \dots \dots \dots (3)$$

$$PR = f \left[1 + 7 \sqrt{\frac{r_w}{2b'h}} \cos f 90^\circ \right] \dots \dots \dots (4)$$

Keterangan:

Qoc	= Laju produksi kritis minyak pada <i>water coning</i> , BOPD
h	= Ketebalan zona minyak, ft
Pws	= Tekanan statik sumur, psi
Pwf	= Tekanan alir dasar sumur, psi
re	= Jari-jari pengurasan, ft
rw	= Jari-jari sumur, ft
Ko	= Permeabilitas efektif minyak
PR	= <i>Productivity Ratio</i>
Bo	= Faktor volume formasi minyak, bl/stb
μo	= Viskositas minyak

2.5 USAHA PENANGGULANGAN PRODUKSI AIR BERLEBIH

1. Rekompleksi Sumur

Jika sumur minyak diselesaikan jauh dari *oil water contact* (OWC) , maka akan menghasilkan laju aliran yang tinggi, dengan terus memantau kemajuan *oil water contact* (OWC) . Ketika *oil water contact* (OWC) naik ke jarak tertentu dari interval produksi, *water breakthrough* dapat dicegah dengan melakukan salah satu hal berikut (Pérez-Martínez, Rodríguez-de la Garza, & Samaniego-Verduzco, 2012):

- a Jika ketebalan minyak yang tersisa signifikan di atas bagian atas interval perforasi, tutup interval yang lebih rendah dan perforasi pada interval yang lebih tinggi.
- b Mengurangi ukuran *choke* (dengan demikian mengurangi produksi minyak) untuk mengurangi ketidakseimbangan gaya gravitasi dan gaya viscous.

2. *Isolated by packer*

Ada beberapa cara untuk mengatasi masalah peningkatan produksi air. Salah satunya adalah pembuatan penghalang buatan yang sengaja mencegah aliran air bersama minyak ke dalam sumur. Penghalang buatan yang paling banyak digunakan dan paling mudah digunakan, salah satunya adalah penggunaan *packer* yang berguna untuk menekan atau menahan (mengisolasi) air yang mengalir ke dalam sumur karena adanya *water coning*. Adapun fungsi dari *packer* yaitu sebagai berikut ini:

- a Mengisolasi zona–zona pada interval (perforasi) tertentu.
- b Menjaga sumur dari tekanan–tekanan yang besar, yang terjadi pada saat melakukan simulasi *job* (*fracturing* dan *acidizing*).
- c Menjaga tekanan fluida reservoir dan menjaga tekanan *casing*.
- d Membungkus lubang perforasi selama *squeeze cementing*.
- e Mengisolasi *casing* atau *liner* yang mengalami kebocoran.
- f Menutup sementara satu interval dengan interval lain yang sedang diproduksi.
- g Untuk melakukan *multiple completion* pada sumur.

3. Penutupan Sementara pada Sumur

Penutupan sumur yang dilakukan sementara waktu bertujuan agar dapat mengembalikan kedudukan *water level* yang mengerucut ke keadaan statis. Selanjutnya, ketika kondisi statis terpenuhi, sumur akan diproduksi dibawah laju produksi kritis. Keuntungan ketika cara ini dilakukan, yaitu tidak membutuhkan biaya untuk melakukan *work over*. Walaupun demikian, beberapa masalah akan ditimbulkan ketika melakukan cara ini, diantaranya yaitu:

- a Produktifitas sumur akan menjadi kurang ekonomis, hal ini terjadi akibat laju produksi kritisnya menjadi lebih rendah.
- b Permeabilitas efektif minyak setelah penutupan akan mengalami penurunan. Hal ini terjadi karena adanya tekanan kapiler yang mengakibatkan saturasi air bertambah pada zona minyak yang telah diisi sebelumnya.

4. Melakukan kompleks *Downhole Water Sink* (DWS)

DWS adalah teknologi yang dikembangkan untuk mengatasi masalah *water coning* pada reservoir. Pada sumur DWS memiliki dua perforasi yang diisolasi oleh *packer*, bagian atas yang ditujukan untuk produksi minyak, dan pada bagian bawah *Oil Water Contact* (OWC) yang ditujukan untuk produksi air. Dengan melakukan *downhole water sink* produksi minyak akan mengalami perubahan lebih baik dibandingkan dengan produksi minyak dengan laju dibawah kritis nya, karena dinilai kurang ekonomis bagi perusahaan. Metode ini bekerja dengan memberikan tekanan *drawdown* yang berlawanan di zona minyak dan selanjutnya memproduksi air dari zona air. Untuk menembus zona minyak dan zona air, *dual completion* akan dilakukan agar terdapat keseimbangan pada tekanan *drawdown* untuk menstabilkan batas minyak-air. Hasil dari metode ini adalah aliran antara minyak dan air akan mengalami pemisahan, dimana minyak dihasilkan pada perforasi atas melalui annulus, dan air perforasi bawah melalui tubing.

5. RPM (*Relative Permeability Modifier*) Treatment

Untuk mengatasi masalah peningkatan produksi air yang tinggi dapat dilakukan dengan menggunakan metode *relative permeability modifier treatment*. *Treatment* ini biasanya dilakukan dengan menggunakan larutan polimer yang

bekerja dengan adsorpsi ke dinding pori jalur aliran formasi (Vasquez & Eoff, 2013).

2.6 JENIS-JENIS KURVA LOG

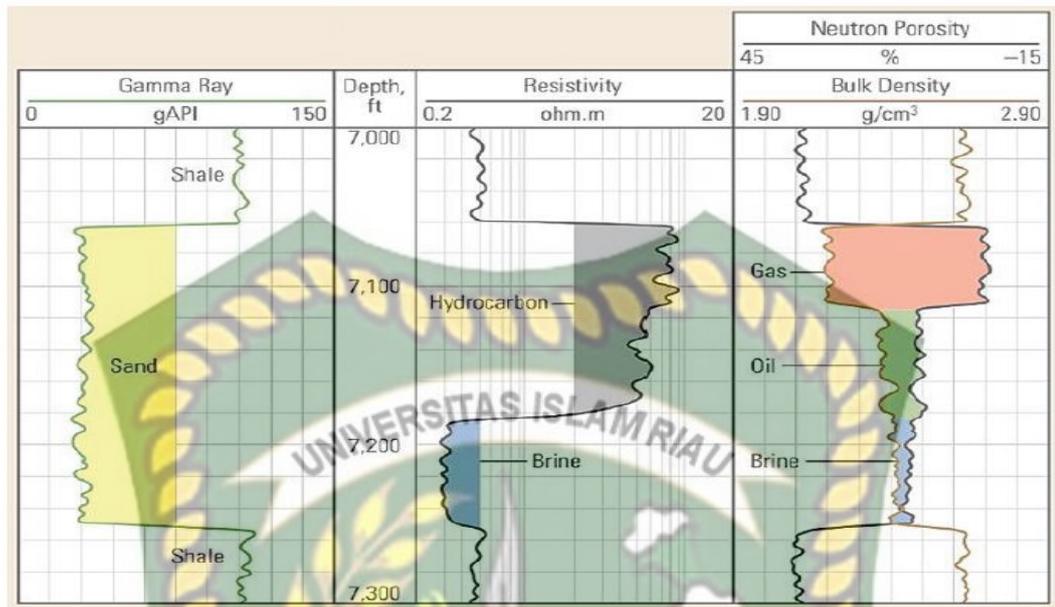
2.2.2 Log Resistivitas

Log *resistivity* merupakan alat *logging* yang digunakan untuk menentukan resistivitas fluida yang terdapat di dalam pori batuan. Alat ini memiliki fungsi untuk menentukan *water-oil contact* (OWC) dan saturasi air (S_w) (Bello & Onifade, 2016). *Water-oil contact* (OWC) merupakan parameter penting untuk mengevaluasi sifat petrofisika dan menghitung volume minyak di reservoir. *water-oil contact* (OWC) tidak mencerminkan batas permukaan yang tajam, tetapi merupakan zona transisi (Nassir, Al-Banna, & Al-Sharaa, 2020).

Prinsip kerja log *resistivity* adalah merekam ketahanan fluida dan batuan yang terdapat di formasi yang telah dilalui arus listrik dalam satuan ohmmeter (ohm). Menurut (Asquith, Krygowski, Henderson, & Hurley, 2004) di sebuah reservoir, konduktivitas sangat dipengaruhi oleh salinitas dan distribusi air formasi, dan distribusi air formasi dikendalikan oleh jenis pori dan keterbasahan formasi. Jika harga resistivitas rendah (air formasi) maka batuan akan lebih baik untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan jika harga resistivitas tinggi (*hydrocarbon*) maka batuan akan lebih sulit untuk mengalirkan arus listrik (Yunafriison, 2018).

2.2.3 Log *Gamma Ray*

Log *gamma ray* merupakan sebuah metoda yang dapat digunakan untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat pada lapisan batuan di sepanjang lubang sumur. Radioaktivitas GR log berasal dari 3 unsur radioaktif yang ada dalam batuan yaitu *Uranium* (U), *Potassium* (P), *Thorium* (Th) yang secara terus-menerus memancarkan *gamma ray* dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. Alat ini berfungsi untuk mengidentifikasi lapisan yang *permeable* maupun yang *impermeable*, dan untuk pencatatannya alag ini dinyatakan dalam satuan API (*American Petroleum Institute*). Untuk respon GR yang rendah, menunjukkan bahwa lapisan tersebut merupakan lapisan yang *permeable*, sedangkan respon GR yang tinggi menunjukkan bahwa lapisan tersebut merupakan lapisan yang *impermeable* (Siallagan, Dewanto, & Mulyatno, 2019).



Gambar 2. 7 Interpretasi dari beberapa jenis log

2.2.4 Log *Reservoir Saturation Tool* (RST)

Reservoir Saturation Tool (RST) merupakan log yang digunakan untuk menentukan saturasi fluida. Pada umumnya harga dari saturasi hidrokarbon pada sumur *open hole* didapat dari *logging* resistivitas. Setelah pemasangan *casing*, alat resistivitas konvensional tidak dapat digunakan lagi. Pada kondisi tersebut, RST dapat digunakan sebagai pengukur saturasi minyak dan gas saat ini. Selain itu dapat digunakan untuk mengetahui secara pasti batas dari WOC pada sumur (Fitrianti; Novrianti, 2017). Dimana log ini terdiri dari dua gabungan log, yaitu *carbon oxygen log* dan *pulse neutron log*. Log RST ini merupakan pengembangan dari log *Thermal Decay Time* (TDT), secara singkat log RST memiliki hasil yang lebih akurat karena memiliki detektor yang lebih efisien, sumber neutron yang lebih kuat dimana mampu menghasilkan dua kali lipat neutron/detik dibandingkan log TDT, sehingga hasilnya alat ini memiliki keakuratan yang lebih tinggi (Morris, Morris, & Quinlan, 2005). Cara kerja dari log RST yaitu:

- 1 RST menghasilkan neutron yang kemudian akan dilepas ke dalam sumur
- 2 Kemudian didalam sumur neutron akan mengalami interaksi

- 3 Ketika interaksi neutron terjadi pada inti atom yang dituju maka akan menyebabkan terpancarnya sinar gamma sehingga akan terukur oleh detektor
- 4 Selanjutnya komputasi harga saturasi akan dilakukan oleh *main unit* dan menghasilkan satuan untuk mengetahui jumlah neutron yang tertangkap *capture unit* (CU) dan persentase karbon dan oksigen.

Perbandingan karbon-oksigen (C/O) ini memiliki hubungan langsung dengan harga dari saturasi minyak formasi. Untuk karbon paling banyak ditemukan di minyak sedangkan oksigen paling banyak ditemukan di air. Salinitas air formasi yang terdapat di sumur sendiri tidak dapat mempengaruhi hasil dari pengukuran saturasi minyak. Kelebihan ini cocok untuk lapangan-lapangan minyak di Indonesia, dimana pada umumnya memiliki salinitas kurang dari 40,000 ppm. RST log ini dapat digunakan untuk beberapa hal, antara lain:

- 1 Untuk mengetahui rasio volume minyak yang terdapat di formasi dari rasio C/O, dengan mengabaikan salinitas air
- 2 Mengetahui jumlah unsur H, Cl, Ca, Si, Fe, S, Gd, dan Mg
- 3 Mengetahui rasio dari C, O, Si, Ca, dan Fe
- 4 Evaluasi formasi ketika sumur telah dilapisi *casing*
- 5 Evaluasi saturasi air pada sumur tua

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

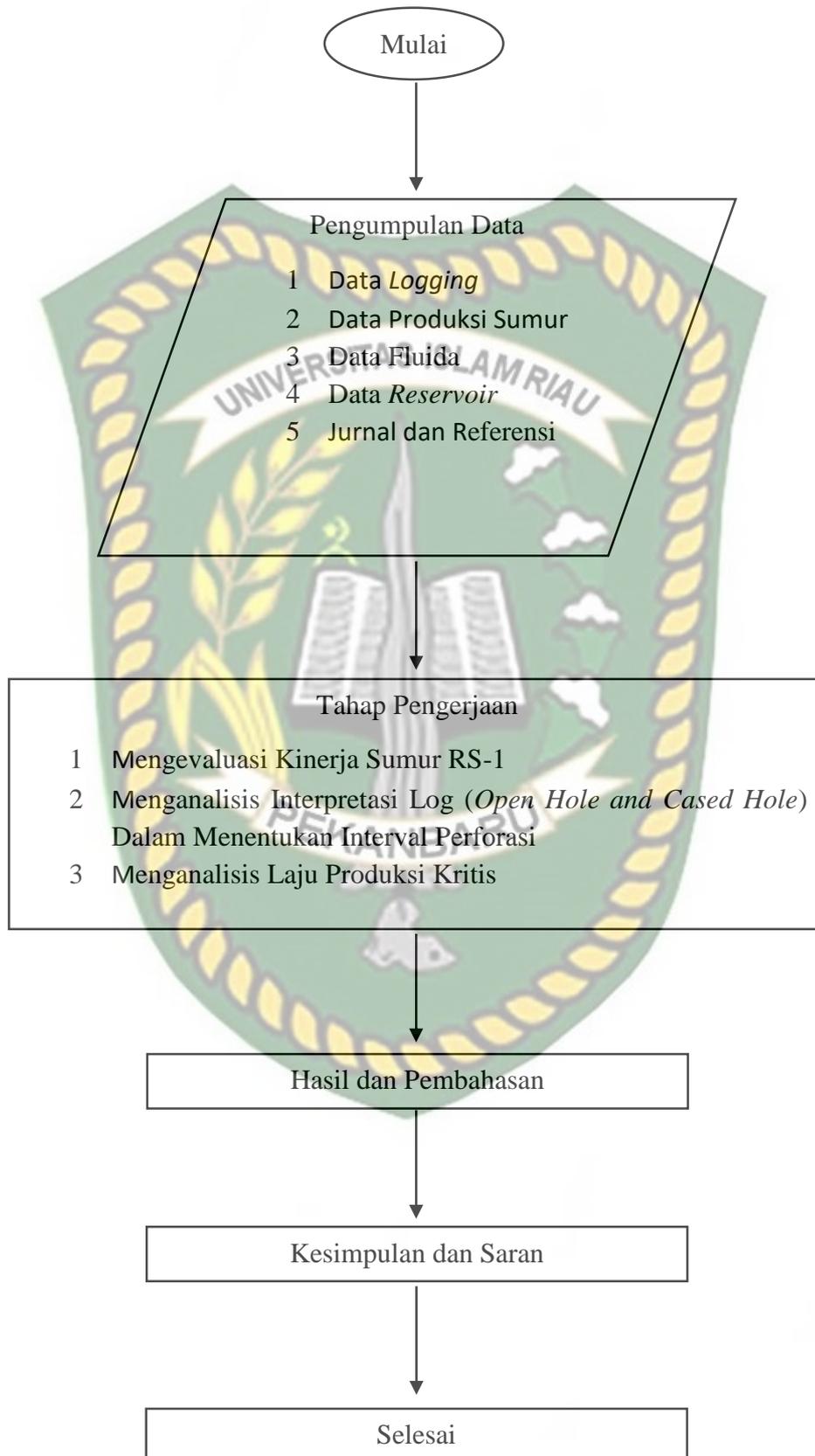
Metode penelitian yang digunakan adalah metode field research, dimana data yang digunakan adalah data sekunder. Data sekunder yang digunakan adalah data profil sumur, seperti data *well logging* (log *Gamma Ray* (GR), Resistivitas, *Reservoir Saturation Tool* (RST), data *reservoir*, data fluida, dan data produksi sumur yang di analisis. Pengolahan perhitungan dilakukan di *microsoft excel*, yaitu perhitungan laju alir kritis, kemudian dikaitkan dengan laju alir produksi minyak dan *water cut* saat ini.

Adapun data sumur RS-1 dalam penelitian ini adalah :

Tabel 3. 1 Data Sumur RS-1

DATA SUMUR	Nilai	Satuan
<i>Oil Column Thickness, H</i>	76	ft
<i>Viskosity Oil</i> (μ)	14	cp
<i>Pwf</i>	475.93	Psi)
Depth	1391	Ft
<i>Static Press, Pws</i>	500	psi
Porositas, ϕ	24.4	%
Faktor Volume Formasi, Boi	1.049	RB/STB
Permeabilitas, K	450	mD
<i>Wellbore Radius, Rw</i>	0.25	ft
<i>Drainage Radius, Re</i>	500	ft

3.1 FLOWCHART



Gambar 3. 1 Flowchart

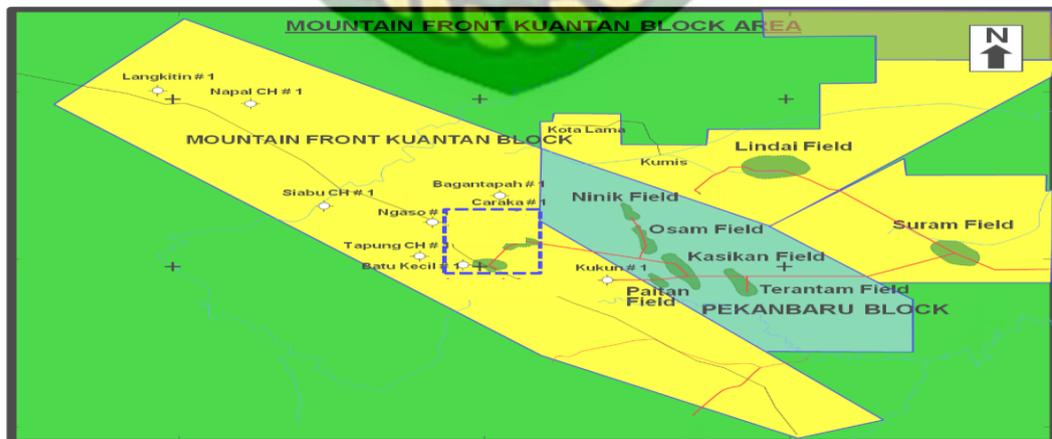
3.2 STUDI LAPANGAN

Lapangan PWN memiliki luas ± 79.65 Km² yang terletak di Cekungan Sumatra Tengah. Lapangan ini ditemukan pada tahun 1976 dan mulai diproduksi pada Januari 1979. Reservoir lapangan ini termasuk kedalam Formasi Bekasap dengan kedalaman 1100-1300 kaki.



Gambar 3. 2 Peta Lokasi Lapangan PWN di Provinsi Riau

Blok PWN terletak di Kabupaten Kampar dan Rokan Hulu, Provinsi Riau, 135 kilometer dari Pekanbaru dan 100 kilometer sebelah barat daya dari Lapangan Minas (Gambar 2.1). Area dari Lapangan PWN seluas 79,65 km². Lapangan PWN di bor pertama pada tahun 1976 oleh Chevron dan di diproduksi pada bulan Januari 1979. Setelah kontraknya berakhir maka lapangan ini di kembalikan ke Negara. Pada Bulan April 2010 PT SPR ditugaskan untuk mengelola lapangan PWN dengan produksi awal 354 BOPD.



Gambar 3. 3 Block Area Lapangan PWN



Gambar 3. 4 Lapangan PWN

A. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah

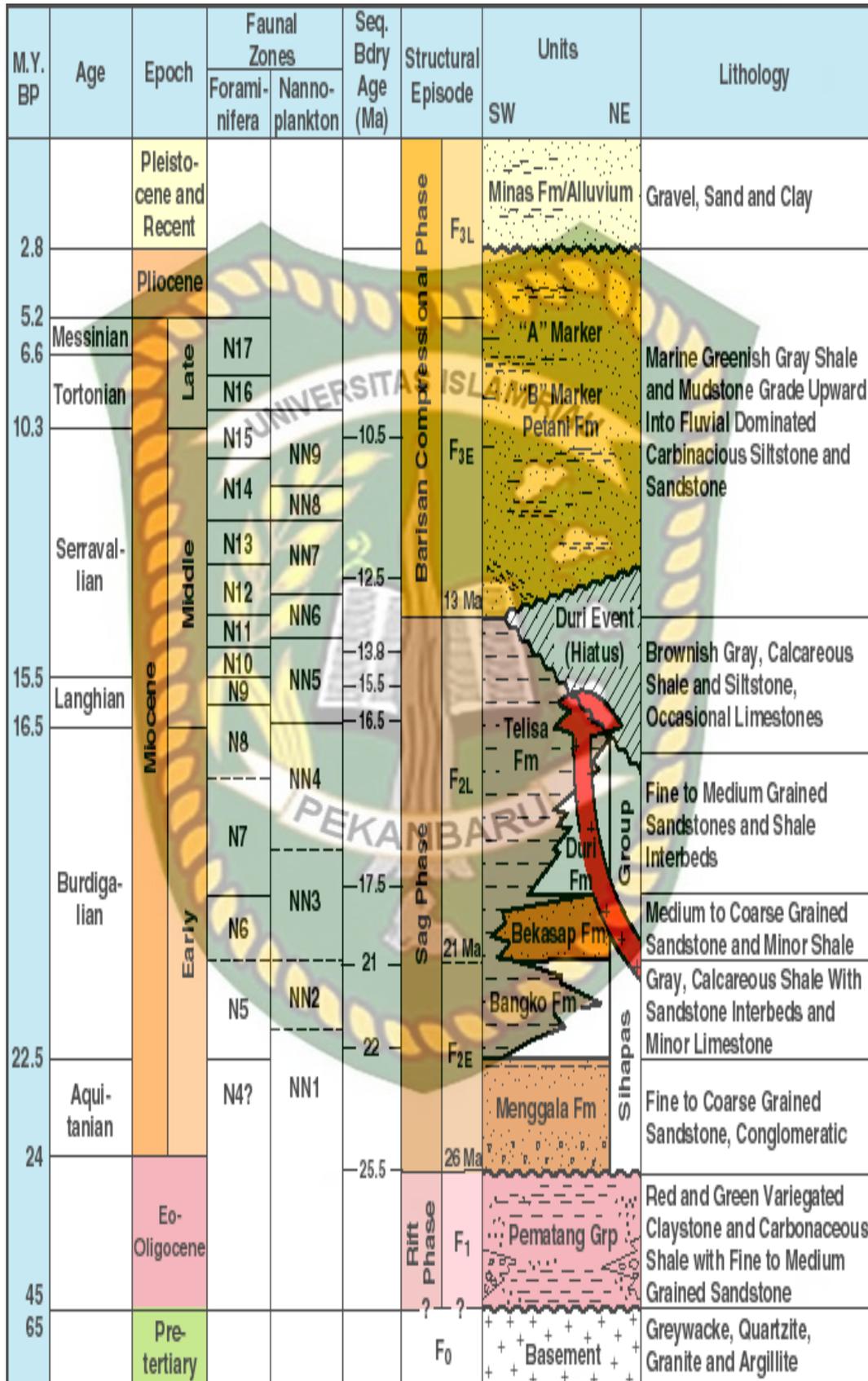
Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah tersusun dari beberapa unit formasi dan kelompok batuan dari yang tua ke yang muda, yaitu batuan dasar (*basement*), Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap, Formasi Duri, Formasi Telisa, Formasi Petani, dan Formasi Minas.

a. Kelompok Sihapas

Kelompok Sihapas diendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang pada Oligosen Akhir-Miosen Tengah. Lithologi pada Kelompok Sihapas ini didominasi oleh batupasir dan serpih. Kelompok Sihapas diendapkan hampir di seluruh cekungan. Kelompok Sihapas ini terdiri dari Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap, Formasi Telisa dan Formasi Duri.

i. Formasi Bekasap

Formasi Bekasap diendapkan secara selaras di atas Formasi Bangko. Formasi ini disusun oleh batu pasir, batu pasir glaukonitan berbutir halus sampai kasar, berlapis hingga masif, dan dengan sisipan tipis; serpih, batu gamping dan batubara. Formasi ini diendapkan pada *Miosen Awal* di lingkungan *delta plain* dan *delta front* sampai laut dangkal (Dawson, et. al, 1997). Ketebalan formasi ini mencapai 1300 kaki. Formasi inilah yang menjadi *reservoir* pada lapangan PWN.



Gambar 3. 5 Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah, (Heidrick & Aulia, 1993)

3.3 LOKASI DAN WAKTU PENELITIAN

Lokasi penelitian berada di lapangan PWN pada sumur RS-1. Rincian kegiatan penelitian dapat dilihat pada table dibawah ini.

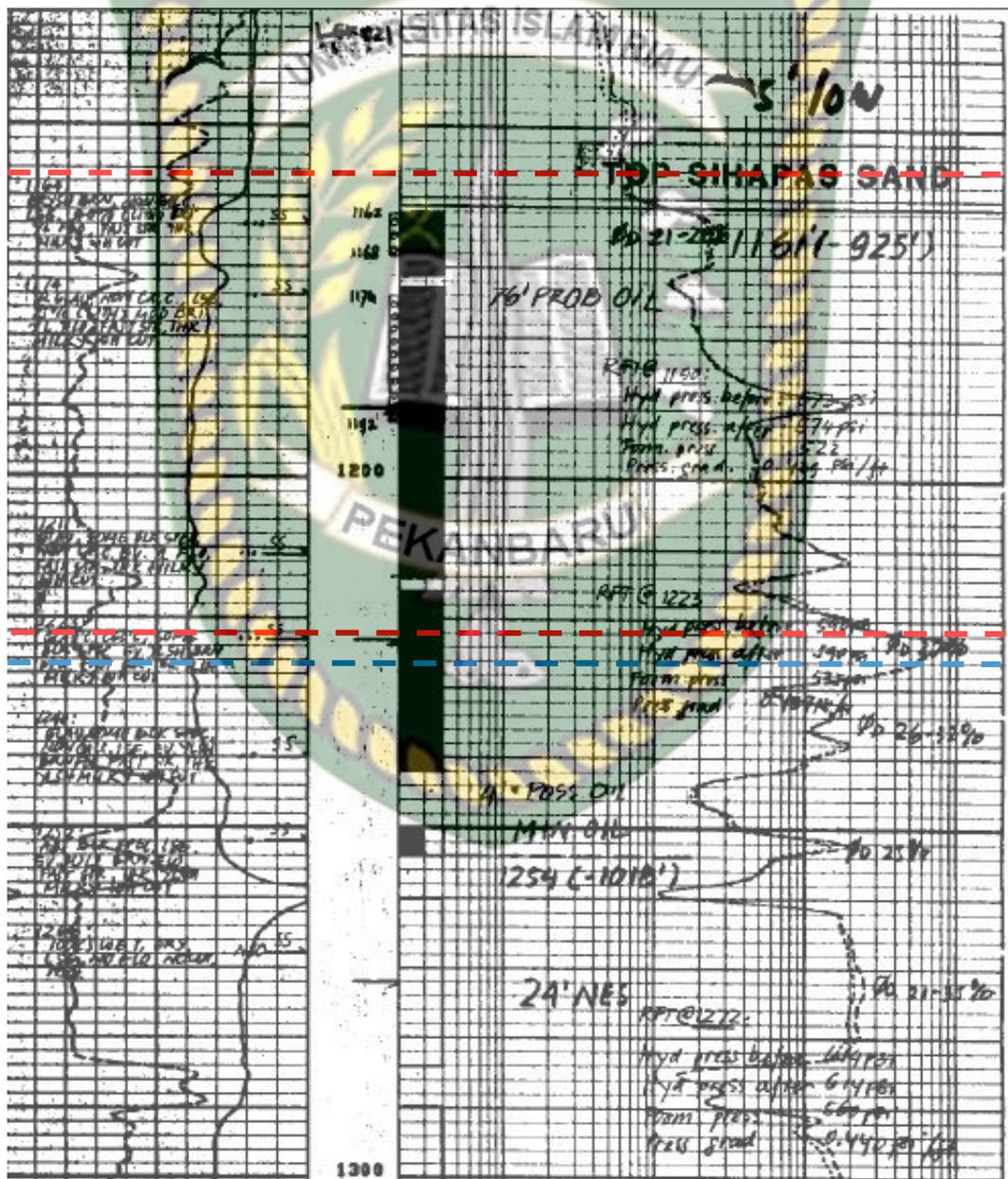
Tabel 3. 2 Waktu Penelitian

Kegiatan	Agustus				September				Oktober				November		
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3
Studi Literatur															
Pengumpulan Data Penelitian															
Pengolahan Data Penelitian															
Penulisan Tugas Akhir															

BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 KINERJA SUMUR RS-1

Sumur RS-1 merupakan sumur *vertical* yang memiliki kedalaman sumur mencapai 1355 ft. Dimana struktur geologi pada daerah penelitian berupa struktur antiklin, yang apabila ditinjau dari posisi sumur nya, sumur RS-1 ini berada pada posisi *top structure* (Gambar 4.6) dan memiliki karakteristik formasi berupa *shaly-sand* dan *clean sand*.



Gambar 4. 1 Mark Log Sumur RS-1, (Data PWN, 1980)

Produksi minyak sumur RS-1 di lapangan “PWN” sendiri dilakukan pada formasi sihas yang memiliki puncak formasi berada di kedalaman 1161 ft dengan ketebalan reservoir yang tinggi yaitu sebesar 76 ft. Untuk memastikan hal ini dapat dilihat pada (Gambar 4.1) yang menunjukkan data *logging* untuk sumur RS-1.

Berdasarkan *mark log* pada gambar 4.1 diatas, maka terlihat bahwa zona hidrokarbon pada sumur RS-1 terletak di kedalaman 1162 ft-1242 ft, dengan dibatasi oleh beberapa lapisan *shale* yang tipis pada interval 1170 ft-1174 ft dan 1214 ft-1216 ft. Hal ini sesuai dengan pembacaan log *gamma ray* dan log resistivitas

Sumur RS-1 pada awalnya di produksikan pada tahun 1988 di lapisan A (SD 1161’) pada interval 1162 ft-1168 ft dan 1174 ft-1192 ft menggunakan pompa ESP DN400/110 *stages*/20 hp, dengan produksi awal menghasilkan minyak 361 BOPD dan *water cut* 0.4% . Produksi pada interval tersebut dilakukan berdasarkan data *mark log* pada (Gambar 4.1) di atas yang menunjukkan bahwa interval 1162 ft-1242 ft merupakan zona produktif yang mengandung hidrokarbon, adapun parameternya adalah nilai log *Gamma Ray* yang relatif rendah dan nilai log resistivitas yang tinggi (Yunafriison, 2018)

Sedangkan zona air pada awal produksi diperkirakan berada pada kedalaman 1246 ft (Gambar 4.1). Hal tersebut berdasarkan koreksi menggunakan log resistivitas yang menampilkan defleksi ke kiri, sehingga diperkirakan kandungan fluida di pori batuan pada kedalaman tersebut merupakan air (*saline water*) dan dengan log *gamma ray* yang menampilkan defleksi ke kanan yang menunjukkan bahwa zona tersebut merupakan zona *impermeable (shale break)*.

Setelah diproduksi selama 33 Tahun, kondisi *reservoir* sumur RS-1 menunjukkan masih terdapat cadangan pada sumur tersebut, khususnya pada lapisan 1161’ SD, Berikut adalah hasil dari perhitungan cadangan lapisan 1161’ SD yang terlihat pada tabel 4.1 dibawah.

Tabel 4. 1 Data *Reservoir* dan Fluida Sumur RS-1

Data <i>Reservoir</i> dan Fluida	Satuan	Lapisan <i>Reservoir</i>
		1161' SD
Area, <i>reservoir</i>	<i>Acres</i>	20
<i>Net Pay</i>	Ft	76
Porositas	%	0.24
Saturasi air	%	0.65
Faktor Volume Formasi	RB/STB	1.049
OOIP	STB	944.272,1
<i>Net Production</i>	bbl	504.989
<i>Remaining Reserve</i>	STB	439.283,1

Berdasarkan tabel 4.1 bahwa pada lapisan 1161' SD masih memiliki banyak cadangan (*remaining reserve*).

Seiring berjalannya waktu, produksi yang dilakukan di lapisan A (SD 1161') secara bertahap mengalami peningkatan *water cut* menjadi 30% dalam kurun waktu 4 bulan kemudian, kemudian meningkat lagi menjadi 50% pada April 1989 dan menjadi 68% pada Mei 1990. Untuk menghentikan laju peningkatan *water cut*, maka pada Februari 1991 dilakukan pemasangan *packer* di bawah perforasi pada interval 1882 ft -1192 ft. Pemasangan *packer* ini dinilai tidak berhasil dalam mengurangi laju *water cut*, berdasarkan data tes produksi Maret 1991 menunjukkan *rate* 89% WC dan 57 BOPD, sedangkan pada bulan sebelumnya adalah 83% WC dan 81 BOPD. Isolasi zona yang tidak efektif ini dapat terjadi akibat masih adanya sejumlah jalur komunikasi potensial mulai dari celah aliran annular antara elemen penyegel dan *reservoir*, celah aliran antara elemen penyegel dan *casing*, adanya aliran melalui *channels* atau di sekitar elemen penyegel atau aliran di sekitar elemen penyegel melalui batuan permeabilitas tinggi (Nozaki, Burton, Furui, & Zwarich, 2015).

Beberapa upaya optimasi sumur terus dilakukan, pada Februari 1993 ukuran pompa diganti menjadi ESP DN450/113 *stages*/30 hp, sedangkan produksi pada bulan sebelumnya menggunakan pompa D400/110 *stages*/ 20 hp. Hal tersebut dilakukan karena penggunaan pompa D400/110 *stages*/ 20 hp kurang efisien untuk mencapai laju produksi optimum karena melebihi *range capacity* optimum pompa

tersebut (Jaya, Rahman, & Herlina, 2014). Berdasarkan data tes produksi dengan dilakukan optimasi dengan meningkatkan parameter frekuensi dan penambahan *stages* dapat mengoptimalkan laju produksi sumur sesuai dengan kemampuan produksi sumur saat ini. Dengan begitu produksi minyak meningkat dengan harga 90% WC dan 61 BOPD, sedangkan pada bulan selanjutnya hanya 91 WC% dan 56 BOPD.

Upaya untuk optimasi sumur pada Februari 1994 kembali dilakukan dengan melakukan pemasangan *packer* sebagai isolasi pada lapisan A di interval 1187 ft-1192 ft dengan dengan interval perforasi aktif berada pada lapisan A di interval 1162 ft-1168 ft, 1174 ft-1187 ft, dimana sumur diproduksi menggunakan pompa ESP DN-450/113 *stages*/30 hp, namun hasilnya dinilai tidak berhasil dalam mengurangi laju *water cut*. Isolasi zona yang tidak efektif ini dapat terjadi akibat masih adanya sejumlah jalur komunikasi potensial mulai dari celah aliran annular antara elemen penyegel dan reservoir, celah aliran antara elemen penyegel dan *casing*, adanya aliran melalui *channels* atau di sekitar elemen penyegel atau aliran di sekitar elemen penyegel melalui batuan permeabilitas tinggi (Nozaki et al., 2015). Berdasarkan tes produksi Maret 1994 menunjukkan *rate* 95% WC dan 28 BOPD, sedangkan bulan sebelumnya adalah 94% WC dan 29 BOPD.

Pada Agustus 1994, upaya untuk optimasi sumur kembali dilakukan dengan melakukan beberapa perubahan pada letak isolasi menjadi interval 1162 ft-1168 ft dan 1184 ft-1192 ft, dengan interval perforasi aktif berada pada 1174 ft-1184 ft. Dimana sumur diproduksi menggunakan pompa ESP DN-450/113 *stages*/30 hp. Berdasarkan data tes produksi menunjukkan bahwa upaya dengan menutup beberapa interval aktif sebelumnya berhasil menurunkan laju *water cut* dan meningkatkan produksi minyak menjadi 90% WC dan 68 BOPD, sedangkan pada bulan sebelumnya adalah 95% WC dan 21 BOPD.

Hingga pada Juni 2006, dilakukan pekerjaan *workover* dengan skema melakukan *additional perforation* dilakukan di lapisan A pada interval 1217 ft-1227 ft, dengan harapan dapat meningkatkan produksi minyak, dan selanjutnya pada interval 1162 ft-1168 ft dan 1174 ft -1184 ft di lapisan A kembali dibuka dan diproduksi dengan ukuran pompa yang ikut dinaikkan menjadi ESP DN1300/72

stages/30 hp, dan hasilnya dinilai berhasil karena sumur menghasilkan 97% WC dan 26 BOPD, sedangkan pada bulan sebelumnya adalah 98% WC dan 18 BOPD.

Pada Juni 2007, upaya untuk optimasi sumur kembali dilakukan dengan melakukan isolasi menggunakan *packer* di lapisan A pada interval 1162 ft-1168 ft dan 1184 ft-1192 ft, dengan interval aktif berada di lapisan A pada interval 1217 ft-1227 ft dengan ukuran pompa ESP DN1300/72 *stages/30 hp*. Berdasarkan data tes produksi menunjukkan bahwa upaya dengan menutup beberapa interval aktif sebelumnya dinilai kurang berhasil karena sumur justru menghasilkan 99% WC dan 14 BOPD dari bulan sebelumnya adalah 99% WC dan 18 BOPD.

Pada April 2010, Upaya untuk optimasi sumur kembali dilakukan dengan melakukan pemasangan *packer* sebagai isolasi di lapisan A pada interval 1164 ft-1192 ft dengan dengan interval perforasi aktif berada di lapisan A pada interval 1162 ft-1164 ft dan 1217 ft-1227 ft, dimana sumur diproduksi menggunakan pompa ESP DN-1300/72 *stages/30 hp*, hasilnya dinilai berhasil dalam mengurangi laju *water cut*, berdasarkan tes produksi Mei 2010 menunjukkan *rate* 98% WC dan 19 BOPD, sedangkan bulan sebelumnya adalah 99.3% WC dan 6.8 BOPD.

Pada Desember 2010, Upaya untuk optimasi sumur kembali dilakukan dengan melakukan beberapa perubahan pada letak isolasi di lapisan A menjadi pada interval 1165 ft-1182 ft, 1182 ft-1192 ft dan 1217 ft-1227 ft dengan dengan interval perforasi aktif berada di lapisan A pada interval 1162 ft-1165 ft dan 1174 ft-1182 ft, dimana sumur diproduksi menggunakan pompa ESP DN-1300/72 *stages/30 hp*, hasilnya dinilai berhasil dalam mengurangi laju *water cut*, berdasarkan tes produksi Januari 2011 menunjukkan *rate* 98% WC dan 24 BOPD, sedangkan bulan sebelumnya adalah 99.5% WC dan 17 BOPD.

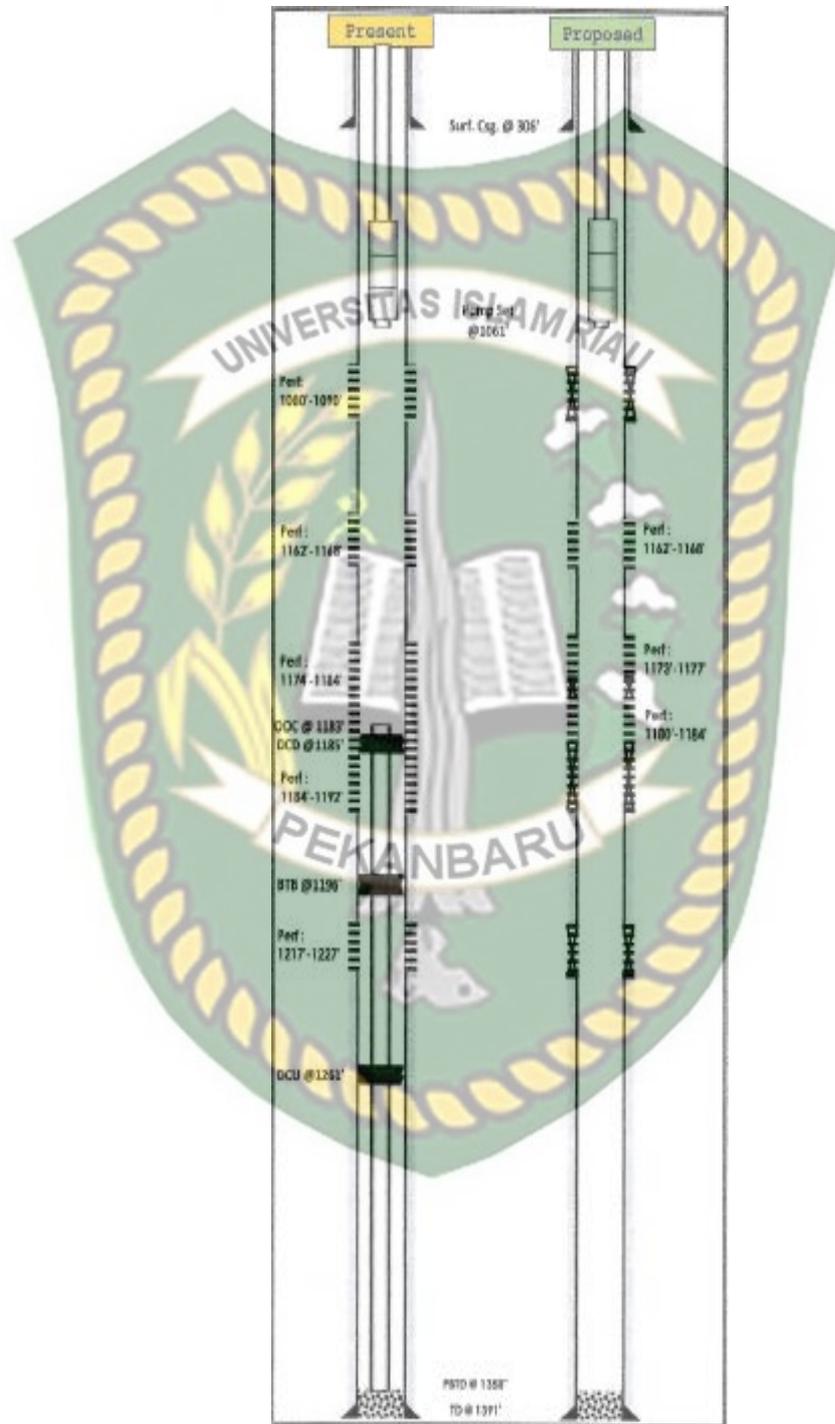
Pada Agustus 2012, upaya untuk optimasi sumur dilakukan dengan skema pekerjaan *workover* dengan dilakukannya *additional perforation* di lapisan P pada interval 1080 ft-1090 ft dan selanjutnya isolasi dilakukan di lapisan A pada interval 1178 ft-1192 ft dan 1217 ft-1227 ft, dengan interval perforasi aktif berada di lapisan P pada interval 1080 ft-1090 ft, dan lapisan A pada interval 1174 ft-1178 ft dan 1162 ft-1168 ft, dimana sumur diproduksi menggunakan pompa ESP DN-1300/72 *stages/30 hp*. Pertimbangan dilakukannya *additional perforation* pada lapisan P yaitu berdasarkan hasil evaluasi menggunakan data log resistivitas menunjukkan

adanya zona potensial yang belum dibuka. Sehingga dengan penemuan tersebut sumur diproduksi secara *commingle completion* menggunakan 2 lapisan *reservoir* P dan A. Dalam hal ini, produksi minyak dengan menggunakan lebih dari satu lapisan memang memiliki keuntungan secara ekonomi. Namun cara ini memiliki kelemahan, yaitu *reservoir engineer* tidak dapat mengetahui asal dari minyak yang diproduksi sehingga sulit untuk memahami performa pengurasan sekarang dan yang akan datang pada tiap-tiap lapisan (Zulhendra, 2008). Hasil dari pekerjaan ini dinilai berhasil karena sumur menghasilkan 86% WC dan 30 BOPD, sedangkan pada bulan sebelumnya adalah 99% WC dan 9.6 BOPD.

Walaupun sumur telah diproduksi secara *commingle completion*, namun seiring dengan berjalannya waktu penurunan produksi kembali terjadi pada sumur RS-1. Sehingga pada Agustus 2013, dilakukan perubahan pada ukuran pompa menjadi 475/70 stages/30 hp dengan menggunakan data berasal dari hasil *swab test*. Hasilnya sumur memproduksi pada rate 90% WC dan 42 BOPD. sedangkan pada bulan sebelumnya adalah 90% WC dan 41 BOPD.

Pada Agustus 2015 upaya untuk optimasi sumur kembali dilakukan dengan melakukan beberapa perubahan pada letak isolasi menjadi pada interval 1185 ft-1192 ft dan 1217 ft-1227 ft dengan dengan interval perforasi aktif berada pada interval 1080 ft-1090 ft, 1162 ft-1168 ft dan 1174-1185 ft, dimana sumur diproduksi menggunakan pompa ESP 475/70 stages/30 hp, hasilnya dinilai berhasil dalam mengurangi laju *water cut*, berdasarkan tes produksi September 2015 menunjukkan rate 97.82% WC dan 23 BOPD, sedangkan bulan sebelumnya adalah 98.74% WC dan 9 BOPD.

4.2 MENGANALISIS INTERVAL PERFORASI BERDASARKAN HASIL INTERPRETASI LOG



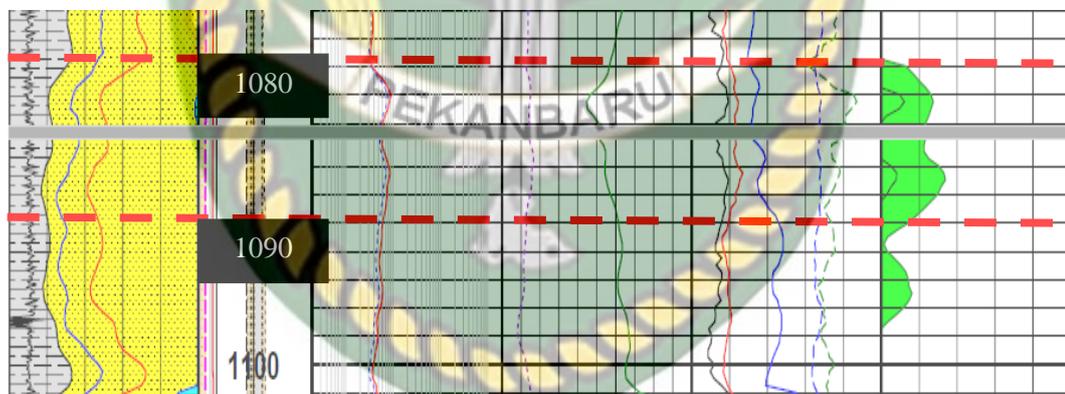
Gambar 4. 2 Sebelum dan Sesudah Rekompleksi

Berdasarkan data *structure map* (Gambar 4.8) yang didapatkan dari perusahaan terlihat bahwa WOC pada sumur RS-1 ini telah mengalami kenaikan

dari sebelumnya. Dimana sebelumnya WOC berada pada kedalaman 1246 ft dan naik hingga kedalaman 1188 ft. Hal ini menjelaskan bahwa sebagian interval perforasi sumur RS-1 telah masuk pada zona air. Sebelum dilakukan rekomplesi sumur RS-1 di produksi secara *commingle* yaitu melalui interval 1080 ft-1090 ft dengan harga *water cut* mencapai 99% yang terdapat pada lapisan P, 1162 ft-1168 ft dan 1174 ft-1184 ft yang terdapat pada lapisan A dengan masing-masing interval memiliki harga *water cut* mencapai 98%.

Sedangkan pada interval 1184 ft – 1192 ft dan 1217 ft – 1227 sudah diberi isolasi dengan menggunakan CPA (*Cup Packer Assembly*). Untuk mengetahui optimasi yang sesuai agar dapat meningkatkan perolehan minyak dan mengurangi permasalahan tinggi nya perolehan *water cut* yang terjadi pada masing-masing interval maka dilakukan *run* analisis data log. Adapun analisis pada masing-masing interval adalah sebagai berikut:

4.2.1. Penilaian interval perforasi berdasarkan data log pada interval 1080 ft - 1090 ft

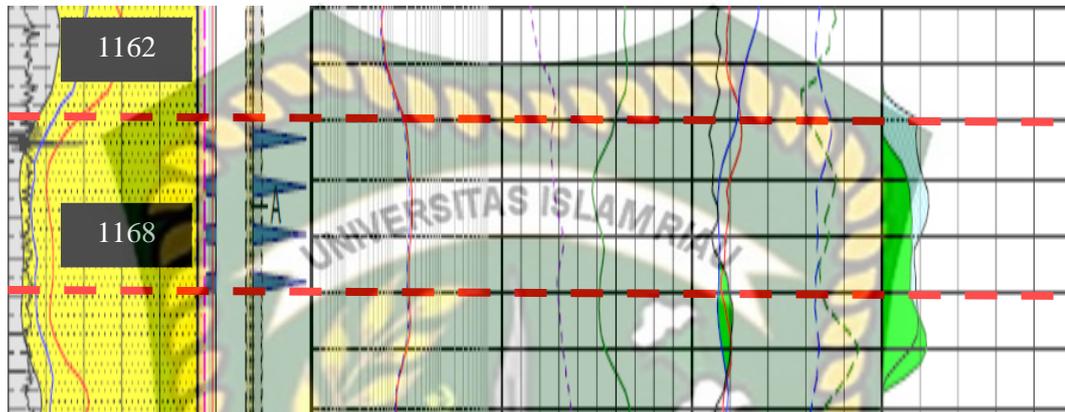


Gambar 4. 3 Pembacaan Log RST Interval 1080 ft-1090 ft

Berdasarkan Gambar 4.3 pada log GR-CSD (*open hole*) tampak bahwa pada interval 1080 ft-1090 ft berada pada zona *permeable* dan memiliki respon resistivitas cenderung lebih besar dari interval yang berada di atasnya, maka fluida tersebut diindikasikan sebagai hidrokarbon. Sedangkan pada RST log (*cased hole*) menunjukkan bahwa pada interval 1080 ft-1090 ft memiliki dan nilai saturasi minyak (SO) yang masih signifikan, yang dilihat dari kurva saturasi minyak (SO)

yang memperlihatkan harga rata-rata SO 25% dari total kandungan sebelum di produksi.

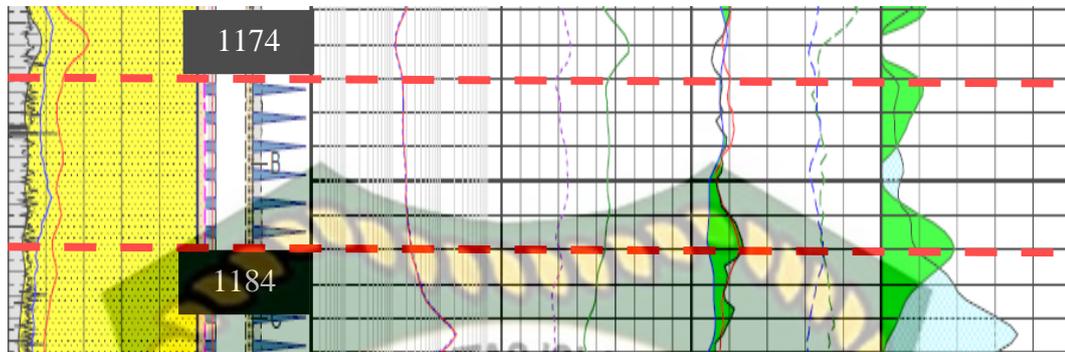
4.2.2. Penilaian interval perforasi berdasarkan data log pada interval 1162 ft - 1168 ft



Gambar 4. 4 Pembacaan Log RST Interval 1162 ft-1168 ft

Berdasarkan Gambar 4.4 pada log GR-CSD (*open hole*) tampak bahwa pada interval 1162 ft-1168 ft berada pada zona *permeable* dan memiliki respon resistivitas cenderung lebih besar dari nilai lainnya, maka fluida tersebut diindikasikan sebagai hidrokarbon. Sedangkan hasil evaluasi log RST (*cased hole*) dikenal lebih mampu untuk membedakan lapisan yang masih atau sudah tidak prospek hidrokarbon (Hutomo & Yatini, 2018). Pada log NCOR dan FCOR (*Near Carbon Oxygen Ratio and Far Carbon Oxygen Ratio*) jika menunjukkan nilai yang besar maka menunjukkan semakin banyak unsur karbon yang terukur, jika semakin kecil nilai nya maka menunjukkan semakin banyak nilai oksigen yang terukur. Dapat dilihat bahwa pada interval 1162 ft – 1168 ft yang dilihat dari kurva memiliki nilai saturasi minyak (SO) yang masih signifikan, yang dilihat dari kurva saturasi minyak (SO) yang memperlihatkan harga rata-rata SO 18% dari total kandungan sebelum di produksi.

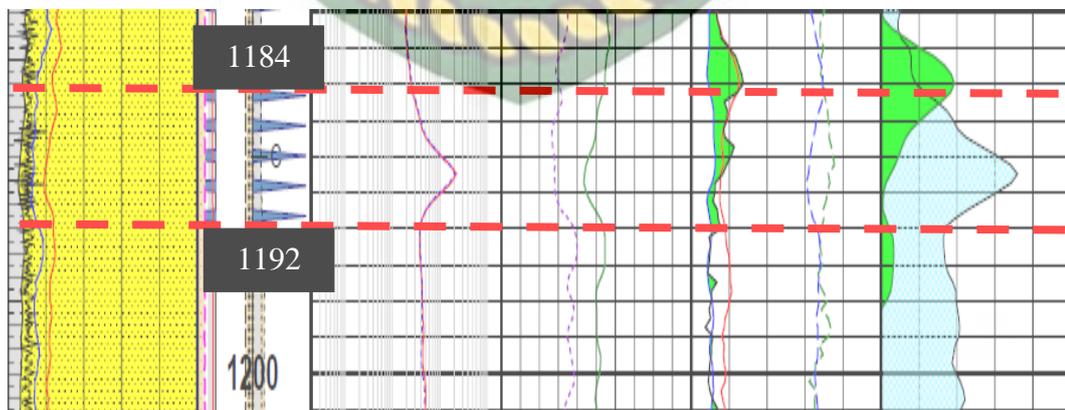
4.2.3. Penilaian interval perforasi berdasarkan data log pada interval 1174 ft - 1184 ft



Gambar 4.5 Pembacaan Log RST Interval 1174 ft -1184 ft

Berdasarkan Gambar 4.5 pada log GR-CSD (*open hole*) tampak bahwa pada interval 1174 ft-1184 ft berada pada zona *permeable* dan memiliki respon resistivitas cenderung lebih besar, maka fluida tersebut diindikasikan sebagai hidrokarbon. Dimana interval perforasi ini dipisahkan oleh interval diatas nya sebagai akibat adanya *shale break* yang dapat dilihat pada log GR-CSD yang terjadi pada interval 1170 ft-1172 ft. Sedangkan pada RST log (*cased hole*) menunjukkan bahwa pada interval 1174 ft-1184 ft memiliki nilai saturasi minyak (SO) yang masih signifikan, yang dilihat dari kurva saturasi minyak (SO) yang memperlihatkan harga rata-rata SO 20-35% dari total kandungan sebelum di produksi.

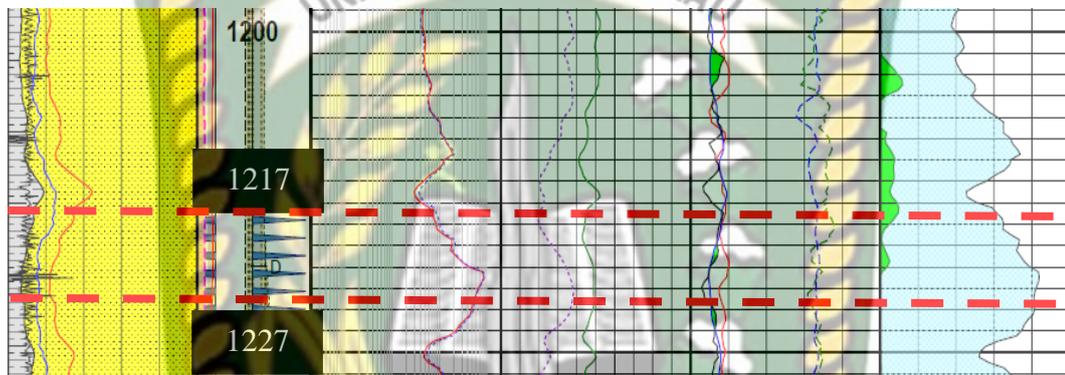
4.2.4. Penilaian interval perforasi berdasarkan data log pada interval 1184 ft - 1192 ft



Gambar 4.6 Pembacaan Log RST Interval 1184 ft -1192 ft

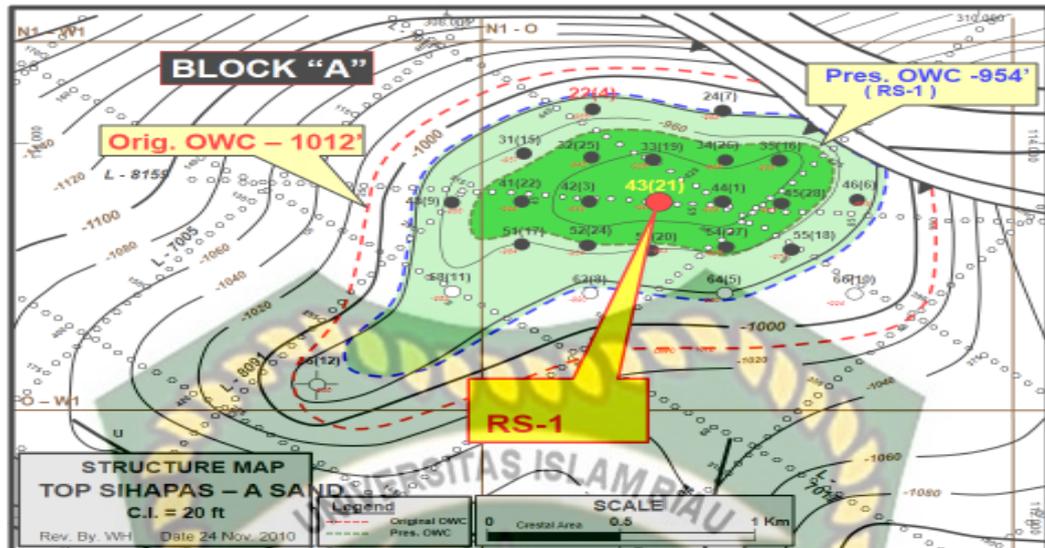
Berdasarkan Gambar 4.6 pada log GR-CSD (*open hole*) tampak bahwa pada interval 1184 ft-1192 ft berada pada zona *permeable* dan memiliki respon resistivitas cenderung lebih besar, maka fluida tersebut diindikasikan sebagai hidrokarbon. Sedangkan pada RST log (*cased hole*) menunjukkan bahwa pada interval 1184 ft-1192 ft memiliki nilai saturasi minyak (SO) yang kurang signifikan, yang dilihat dari kurva saturasi minyak (SO) yang memperlihatkan harga rata-rata SO 15% dari total kandungan sebelum di produksi.

4.2.5. Penilaian interval perforasi berdasarkan data log pada interval 1217 ft - 1227 ft



Gambar 4.7 Pembacaan Log RST Interval 1217 ft -1227 ft

Berdasarkan Gambar 4.7 pada log GR-CSD (*open hole*) tampak bahwa pada interval 1217 ft-1227 ft berada pada zona *permeable* dan memiliki respon resistivitas cenderung lebih besar, maka fluida tersebut diindikasikan sebagai hidrokarbon. Dimana interval perforasi ini dipisahkan oleh interval diatas nya sebagai akibat adanya *shale break* yang dapat dilihat pada log GR-CSD yang terjadi pada interval 1216 ft. Sedangkan pada RST log (*cased hole*) menunjukkan bahwa pada interval 1217 ft-1227 ft memiliki nilai saturasi minyak (SO) yang kurang signifikan, yang dilihat dari kurva saturasi minyak (SO) yang memperlihatkan harga rata-rata SO 10% dari total kandungan sebelum di produksi.



Gambar 4. 8 Structure Map Top Sihapas

Setelah dilakukan pertimbangan menggunakan analisis data log terlihat bahwa interval 1080 ft – 1090 ft tidak akan diproduksi kembali. tidak akan diproduksi kembali hal tersebut berdasarkan pertimbangan pada sumur sekitarnya. Atas dasar tersebut interval 1080 ft – 1090 ft akan ditutup, dengan harapan akan mengurangi produksi air pada sumur RS-1. Sedangkan pertimbangan tidak di produksikan nya kembali interval 1177 ft -1180 ft, 1184 ft – 1192 ft dan 1217 ft – 1227 ft adalah berdasarkan analisis menggunakan data log RST, terlihat bahwa interval ini mulai tidak ekonomis lagi karena berada pada zona air, sehingga tidak diproduksi nya kembali interval ini diharapkan dapat juga mengurangi produksi air dengan dilakukannya *squeeze cementing*.

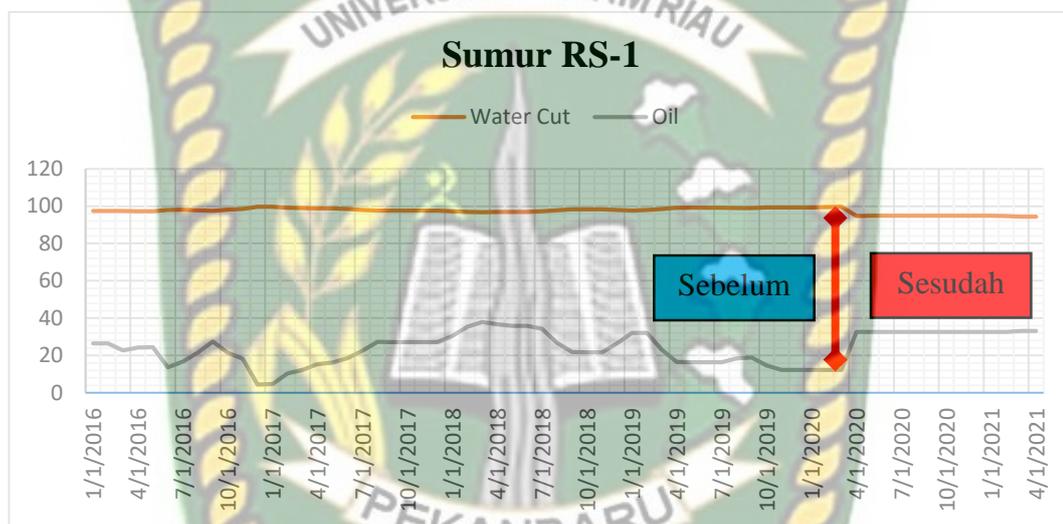
Setelah melakukan analisis menggunakan data log, maka interval perforasi yang akan direkompleksi adalah interval 1162 ft-1168 ft, 1173 ft – 1177 ft, dan 1180 ft-1184 ft.

Tabel 4. 2 Interval Aktif Perforasi Sumur RS-1

Nomor	Sumur	Interval perforasi	Satuan
1	RS-1	1162-1168	Ft
		1173-1177	Ft
		1180-1184	Ft

4.3 PENGARUH REPERFORASI TERHADAP LAJU PRODUKSI MINYAK DAN *WATER CUT*

Berdasarkan data performa produksi pada lapangan PWN terlihat bahwa produksi minyak pada sumur RS-1 terus mengalami penurunan dari tahun 2019 dan produksi air terus mengalami peningkatan. Produksi minyak sebelum dilakukan reperforasi pada tanggal Maret 2020 mencapai 8.24 bbl/day dan *water cut* 99.58%. Setelah dilakukan penanganan pada sumur yaitu dengan memasang *packer* pada kedalaman yang dicurigai, namun produksi air masih terus meningkat. Performa sumur produksi RS-1 seperti gambar grafik 4.9 berikut.



Gambar 4.9 Performa Produksi Sumur RS-1 Sebelum dan Sesudah Reperforasi

Setelah dilakukan pekerjaan reperforasi terlihat bahwa ada peningkatan performa produksi sumur dan berkurangnya *water cut* pada sumur produksi. Pada April 2020 terlihat peningkatan produksi minyak mulai dari 12.20 bbl meningkat menjadi 32.65 bbl dan *water cut* mulai dari 99.58% menurun menjadi 94.72%.

4.4 PENENTUAN LAJU ALIR KRITIS PADA SUMUR RS-1

Setelah pelaksanaan reperforasi maka perlu dilakukan analisis laju alir kritis. Hal ini dilakukan untuk memperlambat terjadinya *water coning* agar kestabilan bidang *water oil contact* tetap terjaga. Berikut adalah perhitungan laju alir kritis menggunakan metode Craft and Hawkins, menggunakan persamaan 3 dan 4.

Tebal zona minyak (h)	= 76 ft
Jari-jari sumur (rw)	= 0.25 ft
Jari-jari pengurasan (re)	= 500 ft
Tekanan statik (Ps)	= 500 psi
Tekanan alir dasar sumur (Pwf)	= 475.93 psi
Viskositas minyak (μ_o)	= 14 cp
Permeabilitas minyak (Ko)	= 450 mD
Fraksi penetrasi (f)	= 0.18
Faktor volume formasi (Bo)	= 1.049 bbl/scf

Perhitungan laju alir kritis pada sumur “PWN” adalah sebagai berikut:

- Menghitung productivity ratio (PR)

$$PR = f \left[1 + 7 \sqrt{\frac{r_w}{2fh} \cos(f \times 90^\circ)} \right]$$

$$PR = 0.18 \left[1 + 7 \sqrt{\frac{0.25}{2 \times 0.18 \times 76} \cos(0.18 \times 90)} \right]$$

$$= 0.29$$

- Menghitung laju alir kritis (Qoc)

$$Q_{oc} = \frac{0.00708 k_o h (p_{ws} - p_{wf})}{B_o \mu_o \ln(r_e/r_w)} PR$$

$$Q_{oc} = \frac{0.00708 \times 450 \times 26 (500 - 475.93)}{1.049 \times 14 \ln(500/0.25)} \times 0.29$$

$$= 15.5 \text{ bopd}$$

Hasil dari perhitungan diatas menunjukkan bahwa laju alir kritis untuk mencegah terjadinya *water coning* adalah 15.5 bopd sedangkan nilai laju alir aktual adalah 32.65 bopd. Berarti nilai laju alir aktual pada awal poduksi telah melampaui nilai laju alir kritis bebas *water coning* sehingga dapat dipastikan bahwa permasalahan utama sumur RS-1 adalah produksi air. Selain itu, pengaruh letak jarak *water oil contact* (WOC) ke *bottom* perforasi yang tidak jauh dari zona air juga ikut membantu menyebabkan mudahnya air ikut terproduksi bersama minyak (Jenita et al., n.d.).

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

- 1 Berdasarkan analisis menggunakan data log RST, terlihat bahwa interval 1162 ft – 1168 ft mengandung hidrokarbon dengan SO rata-rata 18% dari total kandungan sebelum di produksi, interval 1173 ft-1177 ft mengandung hidrokarbon. dengan SO rata-rata 18% dari total kandungan sebelum di produksi dan interval 1180 ft-1184 ft mengandung hidrokarbon, dengan SO rata-rata 30% dari total kandungan sebelum di produksi.
- 2 Berdasarkan analisis menggunakan data log RST, terlihat bahwa interval 1080 ft – 1090 ft tidak akan diproduksi kembali. Hal tersebut berdasarkan pertimbangan sumur sekitarnya. Sedangkan pada interval 1177 ft -1180 ft, 1184 ft – 1192 ft dan 1217 ft – 1227 ft ini mulai tidak ekonomis lagi karena berada pada zona air, sehingga tidak diproduksikan nya kembali interval ini diharapkan dapat juga mengurangi produksi air dengan dilakukannya squeeze cementing.
- 3 Dari hasil perhitungan laju alir kritis minyak dengan menggunakan metode Craft and Hawkins didapat nilai laju kritis minyak adalah 15.5 BOPD dengan laju alir aktual 32.65 BOPD.

5.2 SARAN

- 1 Pada bagian ini penulis menyarankan kepada peneliti selanjutnya untuk melakukan perhitungan keekonomian pada lapangan ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdulhadi, M., Kueh, P. T., Aziz, S. A., Mansor, N., Van Tran, T., Chin, H. V., ... Yusop, Z. (2019). Additional-perforations and infill wells based on multiple contacts & saturation logging results: A case study. *International Petroleum Technology Conference 2019, IPTC 2019*. <https://doi.org/10.2523/iptc-19520-ms>
- Abdulhadi, M., Mansor, M. N., Amiruddin, N. A., Van Tran, T., Jacobs, S., Abd Wahid, M. I., ... Yusop, Z. (2018). Maximizing oil recovery through gas-cap perforation in strong water-drive reservoir. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2018, APOGCE 2018*. <https://doi.org/10.2118/192058-ms>
- Ahmad, N., Al-Shabibi, H., Zeybek, M., & Malik, S. (2012). Comprehensive diagnostic and water shut-off in open and cased hole carbonate horizontal wells. *Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition*. OnePetro.
- Asquith, G., Krygowski, D., Henderson, S., & Hurley, N. (2004). Basic well log analysis. In *Basic well log analysis*. <https://doi.org/10.1306/mth16823>
- Azim, R. A. (2016). Evaluation of water coning phenomenon in naturally fractured oil reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 6(2), 279–291.
- Bello, R., & Onifade, Y. S. (2016). Discrimination of reservoir fluid contacts using compressional and shear wave velocity. *Global Journal of Pure and Applied Sciences*, 22(2), 177. <https://doi.org/10.4314/gjpas.v22i2.7>
- Desyta, P., Kasmungin, S., & Wibowo, D. A. (2018). Analisa Perencanaan Reaktivasi Sumur Lapangan “Pad” Untuk Zona “A.” *Jurnal Penelitian Dan Karya Ilmiah Lembaga Penelitian Universitas Trisakti*, 3(2), 51–56. *Jurnal Penelitian Dan Karya Ilmiah Lembaga Penelitian Universitas Trisakti*, 3(2), 51–56.
- 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. *Journal of Earth Energy Engineering*, 6(1), 44–48.
- He, L., Feng, W., Yucai, W., Yang, G., & CHENG, J. (2014). Oil well perforation technology: Status and prospects. *Petroleum Exploration and Development*, 41(6), 798–804.
- Hernandez-Solana, L., Tellez-Abaunza, J., & Garcia-Montoya, B. (2016). Conformance solution improved oil recovery in a naturally fractured carbonate well. *SPE - DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings, 2016-Janua*(Kelland 2014).
- Hutomo, P., & Yatini, Y. (2018). Aplikasi Reservoir Saturation Tool (Rst) Log Pada Cased Hole Well Untuk Evaluasi Kandungan Hidrokarbon Di Cekungan

- Kutai, Kalimantan Timur. *Wahana Fisika*, 3(2), 111–123. *Wahana Fisika*, 3(2), 111–123.
- Jaya, P., Rahman, A., & Herlina, W. (2014). Evaluasi Pompa Electric Submersible Pump (Esp) Untuk Optimasi Produksi Pada Sumur P-028 Dan P-029 Di PT. Pertamina Ep Asset 2 Pendopo Field. *Jurnal Ilmu Teknik*, 2(4).
- Jenita, F., Komar, S., & Bochori, B. (n.d.). Analisa Laju Produksi Kritis Menggunakan Metode Chierici Dalam Evaluasi Terjadinya Water Coning Pada Sumur X Lapangan Y PT Pertamina Ep Asset 1field Ramba. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, 2(2), 101415.
- Kemendikbud. (2013a). PK. Teknik Produksi Migas Peralatan Produksi Atas Dan Bawah Permukaan. In *Kemendikbud*.
- Kemendikbud. (2013b). *PK. Teknik reservoir dan cadangan Migas*. Jakarta.
- Ling, K., & Shen, Z. (2012). Including the Effect of Capillary Pressure to Estimate Critical Rate in Water Coning Well. *North Africa Technical Conference and Exhibition*. OnePetro.
- Moawad, T. M., Al-Dhafeeri, A. M., & Mohamed, T. I. (2013). Reservoir Management Tool-Kits in Offshore Khafji Field: Successful Solutions for Field Case Studies on Water Coning Problems in Sandstone Reservoirs. *North Africa Technical Conference and Exhibition*. OnePetro.
- Morris, F., Morris, C., & Quinlan, T. (2005). Applications of pulsed neutron capture logs in reservoir management. *SPE Western Regional Meeting*. OnePetro.
- Nassir, N. A., Al-Banna, A. S., & Al-Sharaa, G. H. (2020). Characteristics of the oil water contact zone of nhar umr and mishrif reservoirs in Kumait and dujaila oil fields, Southern Iraq, using V_p/V_s ratio and porosity logs data. *Iraqi Journal of Science*, 61(11), 3009–3016. <https://doi.org/10.24996/ij.s.2020.61.11.22>
- Nmegbu, C., Awara, L. F., & Kinate, B. B. (2020). Diagnosis and Control of Excessive Water Production in Niger Delta Oil Wells. *International Journal of Advancements in Research & Technology*, 9(10), 12–16.
- Nozaki, M., Burton, R. C., Furui, K., & Zwarich, N. R. (2015). Review and Analysis of Zonal Isolation Effectiveness in Carbonate Reservoirs Using Multi-Stage Stimulation Systems. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro.
- Oeiyono, C. V. (2018). *Faktor-Faktor Risiko Waktu Yang Mempengaruhi Biaya*. 1(November), 156–163.
- Pérez-Martínez, E., Rodriguez-de la Garza, F., & Samaniego-Verduzco, F. (2012). Water Coning in Naturally Fractured Carbonate Heavy Oil Reservoir—A Simulation Study. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. OnePetro.
- Permana, D., Ferdian, G., Aji, M., & Siswati, E. (2015). Extracting Lessons Learned of 35 Water Shut-off Jobs in Mature Fields to Improve Success Ratio

- of Water Shut-off Job. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Rabiei, M. (2011). *Excess water production diagnosis in oil fields using ensemble classifiers*. Curtin University.
- Rukmana, D., Kristanto, D., & Cahyoko Aji, V. D. (2011). *Teknik Reservoir: teori dan aplikasi*.
- Saputra, V., & Ariadji, T. (2009). *Analisis Data Water Oil Ratio untuk Memprediksi Nilai Permeabilitas Vertikal terhadap Permeabilitas Horizontal Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia Simposium Nasional IATMI 2009*. (July 2019).
- Siallagan, F., Dewanto, O., & Mulyatno, B. S. (2019). Analisis Reservoir Migas berdasarkan Parameter Petrofisika dari 7 Sumur di Cekungan Sumatera Selatan. *JGE (Jurnal Geofisika Eksplorasi)*, 3(2), 52–64.
- Stanley Okafor, I., Ebenezer Ubani, C., & Anyanwu, N. (2018). Development Strategies for Oil Reservoirs with Coning Problems: A Simulation Case Study. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Tabatabaei, M., Ghalambor, A., & Guo, B. (2008). Optimization of completion interval to minimize water coning. *Europec/EAGE Conference and Exhibition*. OnePetro.
- Vasquez, J., & Eoff, L. (2013). A relative permeability modifier for water control: Candidate selection, case histories, and lessons learned after more than 3,000 well interventions. *SPE - European Formation Damage Conference, Proceedings, EFDC, 1*, 113–125. <https://doi.org/10.2118/165091-ms>
- Yunafriison, A. (2018). Analisis Petrofisika Reservoir Batupasir Formasi Air Benakat, Berdasarkan Data Log, Pada Lapangan “Pt”, Sumatera Selatan. *Jurnal Online Mahasiswa (JOM) Bidang Teknik Geologi*, 1(1). *Jurnal Online Mahasiswa (JOM) Bidang Teknik Geologi*, 1(1).
- Zulhendra. (2008). “Studi karakteristik sumur dan reservoir yang mempengaruhi alokasi produksi” .*Skripsi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.