

**EVALUASI PERHITUNGAN CADANGAN MINYAK
MENGUNAKAN METODE VOLUMETRIK DAN *DECLINE*
CURVE ANALYSIS PADA RESERVOIR UIR SAND AREA XYZ
LAPANGAN AR**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

ANDRI ARDIAN PUTRA

NPM 143210373



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

2020

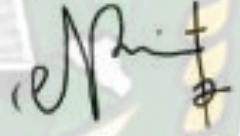
HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini ditulis oleh :

Nama : Andri Ardian Putra
NPM : 143210373
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Evaluasi Perhitungan Cadangan Minyak Menggunakan Metode Volumetrik dan *Decline Curve Analysis* pada Reservoir UIR SAND Area XYZ Lapangan AR.

Telah berhasil dipertahankan dihadapan 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 : Novia Rita, S.T., MT ()

Penguji I : Fitrianti, S.T., MT ()

Penguji II : Idham Khalid, S.T., MT ()

Ditetapkan di : Pekanbaru

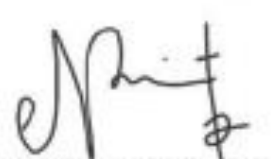
Tanggal : 11 Desember 2020

Disahkan oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**


NOVIA RITA, S.T., MT

**DOSEN PEMBIMBING
TUGAS AKHIR**


NOVIA RITA, S.T., MT

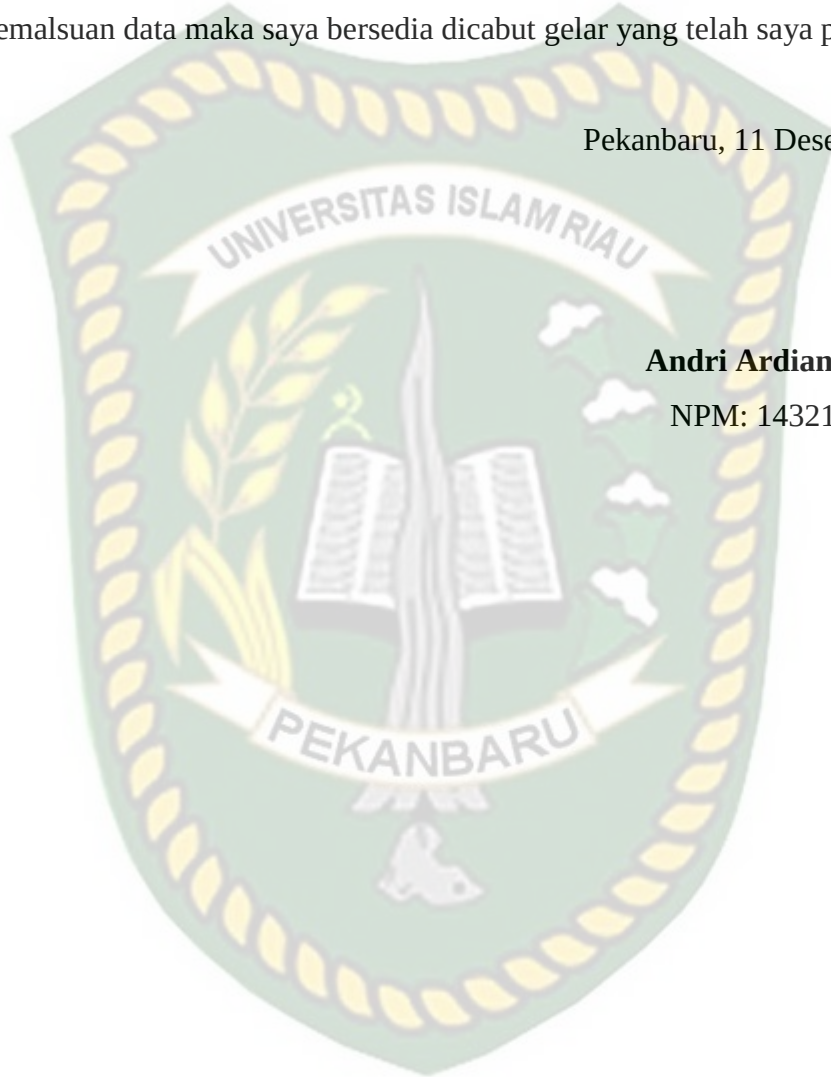
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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, 11 Desember 2020

Andri Ardian Putra

NPM: 143210373



**EVALUASI PERHITUNGAN CADANGAN MINYAK MENGGUNAKAN
METODE VOLUMETRIK DAN *DECLINE CURVE ANALYSIS* PADA
RESERVOIR UIR SAND AREA XYZ LAPANGAN AR**

ANDRI ARDIAN PUTRA

NPM 143210373

ABSTRAK

Lapangan AR merupakan salah satu lapangan minyak terbesar di Blok Rokan yang dikelola oleh PT. Chevron Pacific Indonesia. Lapangan ini diprediksi masih memiliki cadangan minyak yang cukup banyak dan masih berpotensi untuk bisa diproduksi. Pada tahun 2019, produksi bersih rata-rata menyentuh angka 40.000 BOPD minyak mentah. Dengan memastikan cadangan minyak yang masih tersisa di lapangan ini, maka perlu dilakukan evaluasi perhitungan cadangan ulang untuk mengetahui apakah lapangan tersebut masih prospek di masa yang akan datang atau tidak. Lapangan AR memiliki lapisan reservoir UIR SAND yang berada di Area XYZ yang akan dilakukan evaluasi perhitungan cadangan minyak menggunakan metode volumetrik dan DCA. Adapun parameter yang akan dievaluasi dengan metode volumetrik dalam penelitian ini yaitu, OOIP, COIP, MCOIP/*remaining reserves* (RR), nilai N_p dan perhitungan RF. Sedangkan perhitungan dengan metode DCA digunakan untuk menghitung RR dan untuk mengetahui umur lapangan. Perhitungan volumetrik menggunakan analisis data log TOW yang terbagi menjadi dua jenis, yaitu data *open hole log* yang berfungsi untuk menentukan *flow unit* reservoir dan mengukur nilai S_{oi} ; kedua yaitu data *cased hole log* yang berfungsi untuk mengukur nilai S_{oc} dan S_{or} . Perhitungan DCA menggunakan data riwayat produksi Lapisan Reservoir UIR SAND Area XYZ, dengan persamaan model DCA yang diaplikasikan adalah persamaan *Arps' model*. Evaluasi perhitungan cadangan menggunakan metode volumetrik didapatkan hasil OOIP total sebesar 112.184.312 STB, COIP total 37.727.091 STB, MCOIP/RR total 25.006.467 STB, N_p total 74.457.222 dan nilai RF 66,37%. Evaluasi perhitungan RR menggunakan metode DCA didapatkan hasil sebesar 9.844.440 STB. Setelah evaluasi dilakukan, maka didapat kesimpulan bahwa Reservoir UIR SAND Area XYZ dapat diproduksi selama kurang lebih 30 tahun dengan asumsi $q_{limit} = 0$ BOPD.

Kata Kunci: Cadangan, Volumetrik, DCA, TOW.

**EVALUATION OF OIL RESERVES CALCULATION USING
VOLUMETRIC AND DECLINE CURVE ANALYSIS METHODS AT UIR
SAND RESERVOIR OF XYZ AREA - AR FIELD**

ANDRI ARDIAN PUTRA

NPM 143210373

ABSTRACT

AR Field is one of the largest oil fields in Rokan Block managed by PT. Chevron Pacific Indonesia. The field is predicted to still have considerable oil reserves and still have the potential to be produced. In 2019, net production averaged 40,000 BOPD of crude oil. By ensuring the remaining oil reserves in this field, it is necessary to evaluate the recalculation of reserves to see if the field is still a future prospect or not. The AR field has the UIR SAND Reservoir located in XYZ Area which will be evaluated the calculation of oil reserves using volumetric and DCA methods. The parameters that will be evaluated by volumetric method in this research are, OOIP, COIP, MCOIP/remaining reserves (RR), N_p value and RF calculation. While calculation with DCA method is used to calculate RR and to know the age of the field. Volumetric calculations use analysis of TOW log data divided into two types, namely open hole log data that serves to determine the flow unit of reservoir and measure the value of S_{oi} ; the second is the cased hole log data that serves to measure the value of S_{oc} and S_{or} . DCA calculations use production history data of the UIR Sand Area XYZ Reservoir Layer, with the DCA model equation applied being the Arps' model equation. Evaluation of reserve calculations using volumetric methods obtained a total OOIP yield of 112,184,312 STB, TOTAL COIP 37,727,091 STB, MCOIP/RR total 25,006,467 STB, N_p total 74,457,222 and RF value 66.37%. Evaluation of RR calculation using DCA method obtained results of 9,844,440 STB. After the evaluation was conducted, it was concluded that Reservoir UIR SAND Area XYZ can be produced for approximately 30 years by assuming $q_{limit} = 0$ BOPD.

Keywords: Reserves, volumetric, DCA, TOW.

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhannahu 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. Kedua orang tua, Sutarman & Sutarmi; saudara kandung, Indra Mawan, Hendra Cipta & Candra Irawanto; dan kakak ipar Azizah, Liza & Fitmawati, terima kasih atas segala doa dukungan motivasi maupun materi yang selalu diberikan sampai penyelesaian Tugas Akhir ini.
2. Ibu Novia Rita, S.T., MT. selaku dosen pembimbing Tugas Akhir sekaligus Kaprodi Teknik Perminyakan yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Kak Lenny Puspawati selaku mentor Tugas Akhir saya di perusahaan, serta Bang Ilmy Razanindra dan Kak Siska. Terima kasih banyak atas bimbingan, ilmu dan motivasi yang telah diberikan selama saya TA di PT. Chevron Pacific Indonesia, Rumbai, Pekanbaru.
4. PT. Chevron Pacific Indonesia - Rumbai, Pekanbaru yang telah bersedia menerima kami untuk melaksanakan TA di perusahaan ini.
5. Ibu Lisa dan Bapak Suyadi selaku orang tua kos saya.
6. Seluruh teman-teman Teknik Perminyakan UIR, Teknik Geologi UIR, IMKD, SD, SMP & SMA serta teman-teman satu kosan yang tidak dapat saya sebutkan satu-persatu yang telah memberi semangat dan motivasi kepada saya.

Pekanbaru, September 2020

Penulis

Andri Ardian Putra

DAFTAR ISI

COVER

HALAMAN PENGESAHAN ii

ABSTRAK iv

ABSTRACT v

KATA PENGANTAR vi

DAFTAR ISI vii

BAB 1 PENDAHULUAN 1

1.1 LATAR BELAKANG PENELITIAN 1

1.2 TUJUAN PENELITIAN 2

1.3 MANFAAT PENELITIAN 3

1.4 BATASAN MASALAH 3

BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA 4

2.1 CADANGAN MINYAK 5

2.2 *STATE OF THE ART* PERHITUNGAN CADANGAN MINYAK 5

2.3 METODE VOLUMETRIK 6

2.3.1 Interpretasi Data *Open Hole Log* 8

2.3.2 Interpretasi Data *Cased Hole Log* 10

2.4 METODE *DECLINE CURVE ANALYSIS* 12

2.4.1 Asumsi Metode DCA 12

2.4.2 Metode Penentuan Tipe *Decline Curve* 13

2.4.3 Klasifikasi Tipe *Decline Curve* (Berdasarkan *Arps' Model*) 15

BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN 19

3.1 GEOLOGI REGIONAL LAPANGAN AR 19

3.1.1 Keadaan Geologi	20
3.1.2 Karakteristik Reservoir	22
3.2 LOKASI PENELITIAN DAN TEKNIK PENGAMBILAN DATA	23
3.3 JADWAL PENELITIAN	25
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN	26
4.1 METODE VOLUMETRIK.....	27
4.1.1 Jenis-jenis Kurva Log yang Terdapat di Dalam Data Log TOW.....	27
4.1.2 Interpretasi Data <i>Open Hole Log</i> TOW	29
4.1.3 Interpretasi <i>Cased Hole Log</i> TOW	31
4.1.4 Perhitungan Cadangan Secara Volumetrik	34
4.2 METODE DECLINE CURVE ANALYSIS.....	36
4.2.1 Plot Laju Produksi (q_o) vs Waktu (t).....	36
4.2.2 Pemilihan <i>Decline Trend</i>	36
4.2.3 Penentuan <i>Exponent Decline</i> (b).....	37
4.2.4 Estimasi Forecast Oil Rate ($q_{forecast}$).....	39
4.2.5 Estimasi Remaining Reserves	40
4.3 ANALISIS PERBANDINGAN HASIL ESTIMASI KEDUA METODE	41
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN	45
5.1 KESIMPULAN	45
5.2 SARAN	46
DAFTAR PUSTAKA	47
LAMPIRAN	

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG PENELITIAN

Menurut situs web resmi PT. Chevron Pacific Indonesia maupun informasi dari seminar-seminar migas, mengatakan bahwa Lapangan AR merupakan salah satu lapangan terbesar yang ada di Blok Rokan. Lapangan ini diprediksi masih memiliki cadangan minyak yang cukup banyak dan masih berpotensi untuk bisa diproduksi. Ditambah dengan adanya teknologi injeksi uap (*steamflood*) yang telah diaplikasikan di Lapangan AR sejak tahun 1985 dan merupakan salah satu proyek pengembangan *steamflood* terbesar di dunia. Pada tahun 2019, produksi bersih rata-rata menyentuh angka 40.000 BOPD minyak mentah (Chevron Indonesia, 2019).

Dari fakta tersebut muncul pertanyaan, seberapa besar cadangan minyak yang masih tersisa di Lapangan AR? Perlukah dilakukan evaluasi perhitungan cadangan minyak sisa di Lapangan ini? Pentingkah perhitungan cadangan minyak untuk dilakukan? Pertanyaan tersebut terjawab oleh Rasheed dan Kulkarni (2016) yang menyatakan bahwa perhitungan cadangan merupakan salah satu pekerjaan yang paling penting di industri perminyakan. Ini merupakan proses untuk mengetahui prospek atau tidaknya suatu lapangan untuk diproduksi secara ekonomis. Pendapat lainnya dari Ross dkk. (1997) juga mengatakan; hal ini juga mencakup perencanaan pengembangan di masa depan, baik di tingkat lapangan, perusahaan ataupun negara, dan memberikan informasi bagi perusahaan dalam membantu memberikan penilaian terhadap hasil eksplorasi dan produksi yang telah dilakukan.

Berdasarkan fakta lainnya, PT. Chevron Pacific Indonesia melakukan *monitoring* terhadap jumlah cadangan minyak sisa dengan cara mengukur nilai saturasi minyak menggunakan *RST log* yang dilakukan setiap tiga tahun sekali. Pengukuran terakhir dilakukan tahun 2018 lalu dan menunjukkan beberapa zona reservoir di Lapangan AR masih memiliki cadangan minyak. Akan tetapi perusahaan belum melakukan perhitungan cadangan ulang. Atas dasar tersebut,

peneliti terdorong untuk melakukan penelitian mengenai evaluasi perhitungan cadangan minyak di salah satu Area yang berada di Lapangan AR, yaitu di lapisan Reservoir UIR SAND Area XYZ.

Adapun penelitian ini menggunakan dua kombinasi metode perhitungan cadangan; metode volumetrik dan DCA. Kombinasi dua metode ini dipilih karena selain untuk mengetahui jumlah cadangan minyak sisa, juga untuk mengetahui umur produksi di lapisan Reservoir UIR SAND Area XYZ. Metode volumetrik dipilih berdasarkan ketersediaan jenis data yang diberikan. Perbedaan perhitungan volumetrik di penelitian ini dibandingkan dengan penelitian-penelitian sebelumnya yang menggunakan metode yang sama adalah, dalam penelitian ini menggunakan jenis data *well logging* tipe *open-hole log*, dan *cased hole log*; tipe cadangan minyak dan saturasi minyak diklasifikasikan menjadi tiga jenis; tidak melakukan perhitungan petrofisik (menggunakan data hasil analisis petrofisik perusahaan); dan penelitian ini menggunakan asumsi *tank model* (nilai parameter reservoir dibuat homogen). Untuk evaluasi dengan metode DCA menggunakan data riwayat produksi Reservoir UIR SAND Area XYZ dan penerapan basis *Arps' model* untuk perhitungan cadangan dan umur produksi area.

Hasil evaluasi dalam penelitian ini nantinya dapat menghitung seberapa besar cadangan minyak yang masih tersisa sekaligus untuk mengetahui apakah Reservoir UIR SAND masih produktif di masa yang akan datang.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Penelitian ini bermaksud untuk memenuhi penyusunan Tugas Akhir sebagai salah satu persyaratan untuk mencapai gelar sarjana Strata-1 (S-1) Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau, sekaligus mengaplikasikan ilmu yang telah didapat selama kuliah kedunia pekerjaan.

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah:

- Menginterpretasi data log untuk menentukan *flow unit* reservoir dan mengukur nilai *oil saturation* (S_{oi} , S_{oc} dan S_{or}).
- Menghitung cadangan minyak menggunakan metode volumetrik.
- Menentukan tipe kurva *decline* dan jumlah cadangan minyak sisa (*remaining reserves*) menggunakan metode DCA.

- d. Mengevaluasi hasil perhitungan cadangan minyak yang telah diperoleh dengan data perusahaan.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah:

- a. Memberikan pemahaman cara mengukur saturasi minyak dengan interpretasi data log dan perhitungan cadangan secara volumetrik.
- b. Memberikan pemahaman cara memprediksi laju alir minyak di masa yang akan datang dan perhitungan RR dengan metode DCA.
- c. Memberikan pemahaman mengenai perbandingan metode volumetrik dengan metode DCA.
- d. Dapat menerapkan ilmu geologi dan teknik perminyakan secara langsung sehingga mengetahui cara dan langkah kerja nyata dalam pengintegrasian data untuk memberikan hasil analisis yang maksimum.
- e. Dapat menjadi referensi untuk penelitian lanjutan mengenai cadangan minyak di suatu lapangan.

1.4 BATASAN MASALAH

Pembatasan masalah sangat perlu agar penelitian yang dilakukan tidak melebar serta tidak sistematis, dengan adanya keterbatasan waktu, maka perlu adanya batasan-batasan tertentu sebagai berikut:

- a. Data yang dianalisis meliputi data log TOW sebanyak 25 sampel sumur untuk estimasi secara volumetrik dan data riwayat produksi lapangan untuk estimasi dengan metode DCA.
- b. Penelitian ini menggunakan asumsi *tank model* untuk perhitungan volumetrik.
- c. Penentuan nilai *exponent decline (b)* menggunakan metode *Trial-Error & X^2 -Chisquare*.
- d. Nilai porositas rata-rata 30%, luas area 750 acre, faktor volume formasi 1,02 bbl/STB dan nilai $q_{limit} = 0$.
- e. Penelitian ini mengabaikan seluruh aspek ekonomi.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Kata minyak bumi berasal dari bahasa Latin *petra*, yang berarti "batu," dan *oleum*, yang berarti "minyak." Definisi minyak bumi/petroleum menurut *American Heritage Dictionary* adalah campuran hidrokarbon gas, cair, dan padat yang berwarna hitam, mudah terbakar, dan padat yang muncul secara alami di bawah permukaan bumi, dapat dipisahkan menjadi fraksi termasuk gas alam, bensin, nafta, minyak tanah, bahan bakar dan minyak pelumas, lilin parafin, dan aspal dan digunakan sebagai bahan baku untuk berbagai macam produk turunan (American Association of Petroleum Geologists, 2019).

Penjelasan tentang minyak bumi terkandung di dalam ayat-ayat Al-Qur'an walaupun tidak tertulis langsung di dalam ayat yang dimaksud. Ayat-ayat Al-Qur'an yang dimaksud yang menjelaskan tentang eksistensi minyak bumi diantaranya adalah Surah Al-Israa' ayat 49-51.

وَقَالُوا أَنِذَا كُنَّا عِظَامًا وَرُفَاتًا أَيْنَا لَمَبْعُوثُونَ خَلْقًا جَدِيدًا (٤٩) قُلْ كُونُوا حِجَارَةً أَوْ حَدِيدًا (٥٠) أَوْ خَلْقًا مِّمَّا يَكْبُرُ فِي صُدُورِكُمْ فَسَيَقُولُونَ مَنْ يُعِيدُنَا قُلِ الَّذِي فَطَرَكُمْ أَوَّلَ مَرَّةٍ فَسَيُنْغِضُونَ إِلَيْكَ رُءُوسَهُمْ وَيَقُولُونَ مَتَى هُوَ قُلْ عَسَى أَنْ يَكُونَ قَرِيبًا (٥١)

Artinya: Dan mereka berkata, "Apakah bila kami telah menjadi tulang belulang dan benda-benda yang hancur; apakah kami benar-benar akan dibangkitkan kembali sebagai makhluk yang baru?" Katakanlah (Muhammad), "Jadilah kamu batu atau besi, atau menjadi makhluk yang besar (yang tidak mungkin hidup kembali) menurut pikiran kalian" Maka mereka akan bertanya, "Siapa yang akan menghidupkan kami kembali?" Katakanlah, "Yang telah menciptakan kalian pada yang pertama kali" Lalu mereka akan menggeleng-gelengkan kepala kepadamu dan berkata, "Kapan (kiamat) itu (akan terjadi)?" Katakanlah, "Barangkali waktunya dekat," (Q.S. Al-Israa': 49-51).

2.1 CADANGAN MINYAK

Menurut Rasheed & Kulkarni (2016) di dalam penelitiannya, definisi *reserve* adalah volume minyak, kondensat, gas alam, fluida gas alam dan zat terkait terestimasi yang diyakini dapat diproduksi secara komersial dari akumulasi yang diketahui sejak tanggal tertentu, dalam kondisi ekonomi saat ini, dengan praktik operasi yang telah ditetapkan dan berdasarkan peraturan pemerintah saat ini. Estimasi cadangan didasarkan pada data geologis dan/atau data teknik yang tersedia pada saat estimasi.

Dalam penelitian ini, istilah cadangan atau *reserves* dibagi menjadi beberapa bagian; OOIP, COIP dan MCOIP (RR). OOIP adalah cadangan minyak pada saat kondisi inisial. Kemudian COIP yang merupakan cadangan sisa pada saat kondisi sekarang (*current reserves*) termasuk juga didalamnya cadangan minyak residual. Terakhir MCOIP atau RR yang merupakan cadangan *recoverable/movable current reserves* (tidak termasuk cadangan minyak residual) yang masih bisa diproduksi. Pembagian tersebut berdasarkan ketetapan yang telah disepakati bersama pembimbing Tugas Akhir di PT. Chevron Pacific Indonesia.

2.2 STATE OF THE ART PERHITUNGAN CADANGAN MINYAK

Berikut adalah rangkuman *state of the art* perhitungan cadangan minyak yang peneliti sajikan dalam bentuk **Tabel 2.1**.

Tabel 2.1 *State of the art* perhitungan cadangan minyak.

No.	Judul Penelitian	Metode	Tujuan Penelitian	Hasil
1	Penentuan Cadangan Minyak Sisa dengan Metode <i>Decline Curve</i> pada Lapisan “D” Formasi “W” Lapangan “T” (Galuh Sari, 2011).	DCA	Perhitungan EUR, RR, RF dan umur produksi sampai batas <i>economic limit</i> .	Dengan nilai <i>economic limit</i> = 34.54 BOPM, hasil perhitungannya adalah sebagai berikut: a. EUR: 12.75 MSTB b. RR: 5.3 MSTB c. RF: 43% d. Umur produksi 3 tahun 11 bulan.
2	<i>Material Balance and Decline Curve Analysis Used as a Means for Estimating</i>	MBE & DCA	Menghitung STOIP.	Hasil perhitungan STOIP: a. E1 Fields MBE: 330 MMSTB DCA: 327.9 MMSTB

	<i>Reserves: A Case Study of E1 and W1 Fields</i> (Omoniyi & Adeolu, 2014).			b. W1 Fields MBE: 200.5 MMSTB DCA: 197,2 MMSTB
3	Penentuan Isi Awal Minyak di Tempat dengan Metode Volumetrik dan <i>Material Balance</i> Garis Lurus Havlena-Odeh dan Perkiraan Produksi Zona ENH pada Lapangan X (Hartantyo & Said, 2016).	Volumetrik & MBE	Menghitung OOIP dan performa lapangan.	Hasil perhitungan OOIP volumetrik adalah 5.86 MMSTB, OOIP <i>material balance</i> 6 MMSTB.
4	Analisis Potensi Hidrokarbon dan Perhitungan Cadangan <i>Oil Current</i> Lapisan M1 dan M2 pada Formasi W Sumur AP#1 Lapangan Lirik (Abdurrahman, Umar & Anilgie, 2018).	Volumetrik	Uji potensi cadangan minyak sisa antara lapisan M1 dan M2 untuk keperluan Kerja Ulang Pindah Lapisan (KUPL)	Hasil perhitungan cadangan <i>oil current</i> pada lapisan M1 dan M2, maka: a. Lapisan M1 diperoleh nilai RF 41.4% dengan nilai Nr 67 MSTB. b. Lapisan M2 diperoleh nilai RF 42.8% dengan nilai Nr 94 MSTB.
5	<i>Determination of the Oil Initial in Place, Reserves, and Production Performance of the Safsaf C Oil Reservoir</i> (Ahmed et. al., 2019).	Volumetrik, MBE & DCA	Penentuan OOIP dan jumlah <i>Remaining Reserves</i> .	Hasil perhitungan cadangan: a. OOIP Volumetrik: 12.11 MMSTB b. OOIP <i>Material Balance</i> : 12.71 MMSTB c. RR DCA: 3.08 MMSTB

2.3 METODE VOLUMETRIK

Teknik Volumetrik digunakan untuk estimasi Hidrokarbon di Tempat (OOIP dan OGIP) secara tidak langsung dari perkiraan luas area, ketebalan, porositas, saturasi air, dan sifat fluida hidrokarbon. Estimasi analogi atau teoritis untuk *recovery* hidrokarbon kemudian diterapkan untuk memperkirakan hidrokarbon yang dapat di-*recovery*. Teknik-teknik ini digunakan sebelum akuisisi data produksi yang memadai, yang memungkinkan estimasi *reserves* dan

resource lebih lanjut. Oleh karena itu, ini merupakan metode utama yang digunakan untuk mengevaluasi *non-producing reservoir* dan evaluasi cekungan minyak bumi baru (Mireault & Dean, 2012).

Di dalam bukunya, Mireault & Dean (2012) mengatakan estimasi volumetrik juga dikenal sebagai "metode geologis" karena metode ini didasarkan pada analisis data *core*, analisis *wireline log*, dan peta geologi. Pengetahuan tentang lingkungan pengendapan, kompleksitas struktural, mekanisme *trap*, dan interaksi fluida diperlukan untuk:

- Estimasi volume lapisan batuan bawah permukaan yang mengandung hidrokarbon. Volume dikalkulasi dari ketebalan lapisan batuan yang mengandung minyak atau gas dan luas areal akumulasi.
- Menentukan besar porositas efektif rata-rata.
- Menghasilkan harga R_w dan perhitungan S_w .

Untuk reservoir minyak, perhitungan volumetrik OOIP adalah (Mireault & Dean, 2012):

$$OOIP = 7758 \times A \times h \times \phi \times (1 - S_{wi}) / B_{oi} \dots \dots \dots (1)$$

Dimana : A = Drainage Area, acre.

h = Net pay thickness, feet.

ϕ = Porositas, fraksi.

S_w = fraksi volume porositas yang diisi oleh *interstitial water*.

B_o = factor volume formasi (Reservoir Bbl/STB).

Khusus dalam penelitian ini, teori persamaan (1) dibagi menjadi beberapa jenis persamaan cadangan tergantung jenis S_o yang digunakan. Parameter $(1 - S_{wi})$ diganti menjadi S_{oi} untuk perhitungan OOIP, S_{oc} untuk perhitungan COIP dan S_{or} untuk perhitungan MCOIP atau RR. Selain parameter $(1 - S_{wi})$, parameter ketebalan reservoir (h) juga disesuaikan berdasarkan jenis persamaan cadangannya.

Perhitungan OOIP dalam penelitian ini menggunakan persamaan (2):

$$OOIP = 7758 \times A \times h_f \times \phi \times S_{oi} / B_{oi} \dots \dots \dots (2)$$

Perhitungan COIP untuk menghitung *current reserves* menggunakan persamaan (3):

$$COIP = 7758 \times A \times h_c \times \varphi \times S_{oc}/B_{oi} \dots\dots\dots (3)$$

Perhitungan MCOIP untuk menghitung *remanining reserves (RR)* menggunakan persamaan (4):

$$MCOIP = 7758 \times A \times h_c \times \varphi \times (S_{oc} - S_{or})/B_{oi} \dots\dots\dots (4)$$

Potensi lapangan ditentukan oleh nilai *Recovery Factor (RF)*, yang didefinisikan sebagai fraksi dari total OOIP yang bisa di-*recovery* selama umur ekonomis suatu lapangan. Ini menandakan bahwa semakin tinggi RF dari lapangan minyak atau gas, maka minyak atau gas yang diproduksi dari reservoir lebih efisien dan efektif (Afari et. al., 2015). Menghitung RF dapat dilakukan dengan persamaan (5) berikut:

$$RF = \frac{N_p}{OOIP} \times 100\% \dots\dots\dots (5)$$

Dalam penelitian ini terdapat dua jenis data log, yaitu *open hole log* dan *cased hole log*. Interpretasi *open hole log* meliputi interpretasi *gamma ray log* yang bertujuan untuk menentukan litologi reservoir. Selain itu terdapat kurva SWE yang merupakan hasil perhitungan petrofisik yang dilakukan oleh perusahaan. Untuk mempersingkat waktu penelitian, maka analisis petrofisik tidak perlu dilakukan lagi dalam penelitian ini.

Interpretasi *cased hole log* meliputi dua jenis kurva log. Interpretasi *RST log* digunakan untuk mengukur saturasi fluida minyak yang masih tersisa. Pengukuran saturasi dilakukan setiap 3 tahun sekali. Kemudian, interpretasi log temperatur digunakan untuk mengetahui temperatur reservoir. Temperatur yang tinggi menandakan reservoir tersebut telah terakumulasi oleh *steam*. Pengukuran temperature dilakukan setiap 1 tahun sekali.

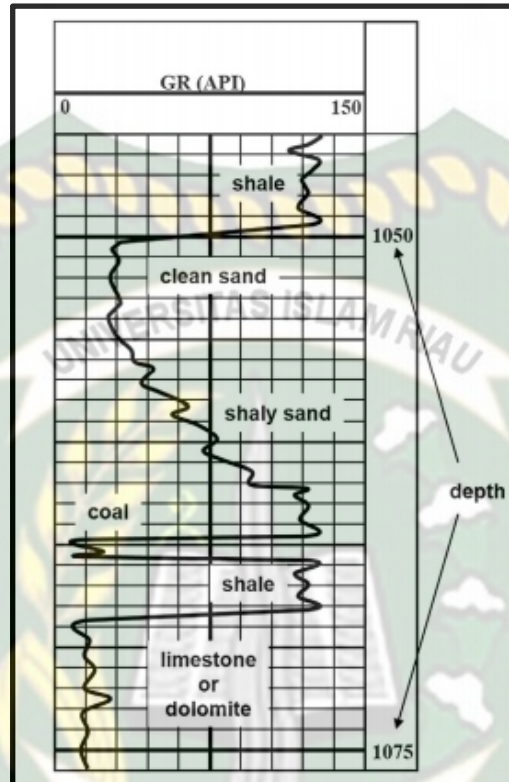
2.3.1 Interpretasi Data Open Hole Log

Data *open hole log* sebagian besar digunakan untuk perhitungan reservoir, khususnya untuk pembuatan peta reservoir (bawah permukaan), penentuan cadangan volumetrik, dan memprediksi kontinuitas lateral reservoir (Baker, Yarranton, & Jensen, 2015).

1. Interpretasi Log GR

Baker et al. (2015) memaparkan log GR digunakan untuk membantu mengidentifikasi litologi. Dalam praktiknya, log berfungsi dengan baik untuk

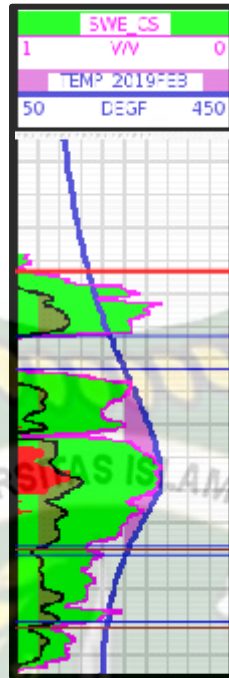
mengidentifikasi zona *shale*. Log GR juga digunakan untuk menentukan kandungan *shale* pada formasi *shaly sand*. Hipotesis GR log ditunjukkan pada **Gambar 2.1**.



Gambar 2.1 Hipotesis GR log dengan interval kedalaman 1 m (Baker et al., 2015).

2. Interpretasi Kurva SWE

Effective water saturation adalah nilai saturasi air yang dipengaruhi oleh nilai saturasi *clay-bound water* pada porositas total (Clavier, Coates, & Dumanoir, 1984). PT. Chevron Pacific Indonesia menggunakan hasil perhitungan SWE dikarenakan terdapat *bound water* di matriks reservoir yang tidak akan ikut terproduksi. Hal tersebut juga didukung dengan perbedaan nilai S_{wi} dan SWE di Lapangan AR yang sangat kecil, sehingga hal ini dapat diabaikan. Kurva SWE ditunjukkan pada data log seperti pada **Gambar 2.2**.



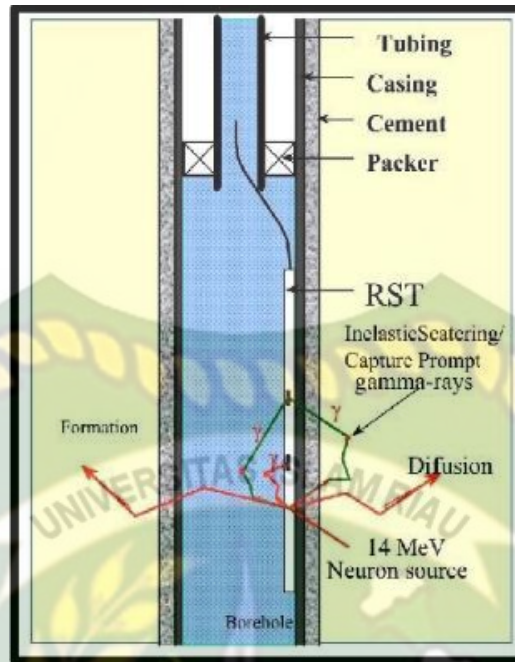
Gambar 2.2 Kurva SWE pada data log TOW ditunjukkan dengan warna hijau (Arsip Dokumen PT. Chevron Pacific Indonesia, 2019).

2.3.2 Interpretasi Data Cased Hole Log

Interpretasi data *cased hole log* dalam penelitian ini terbagi atas interpretasi data *RST Log* untuk mengukur saturasi minyak sisa yang dibantu dengan kurva *Temperature Log* untuk mengetahui zona S_{or} .

1. Evaluasi S_{oc} dan S_{or} menggunakan *RST Log*

Crain (1999) mengemukakan, *Reservoir Saturation Tool (RST)* merupakan salah satu perangkat *logging tools* yang digunakan untuk mengukur saturasi fluida di formasi (Hutomo & Yatini, 2018). RST ini merupakan pengembangan dari *TDT log* yang dapat dilakukan secara *open hole* dan *cased hole*. RST merupakan gabungan dari dua jenis *logging tools*, yaitu *carbon oxygen (C/O) log* dan *neutron log pulse*. Log ini memanfaatkan pulsa neutron seperti ditunjukkan pada **Gambar 2.3**. Dua jenis *log* menunjukkan dua mode RST, yaitu *sigma mode* dan *inelastic mode (C/O mode)*. Log C/O digunakan untuk pengukuran saturasi hidrokarbon di formasi (Hutomo & Yatini, 2018).

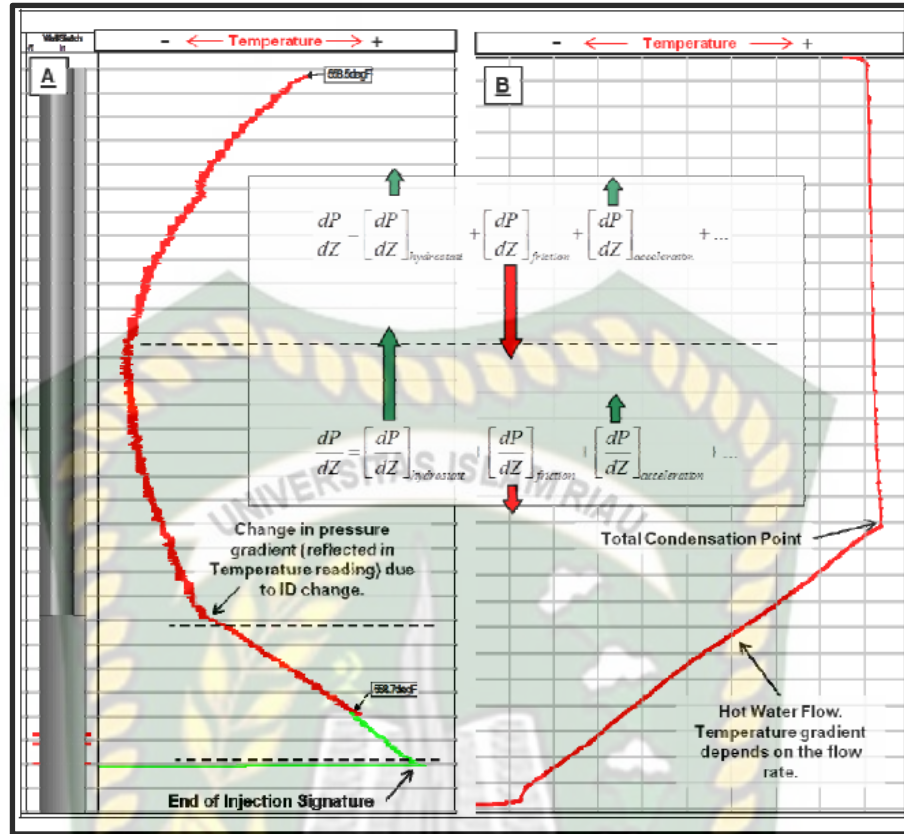


Gambar 2.3 Ilustrasi pengukuran saturasi fluida dengan RST Log (Amin, 2009).

2. Analisis Profil Temperatur

Profil Temperatur adalah alat yang penting untuk pemantauan kinerja *flooding* yang kompeten dalam pengawasan proyek *thermal recovery*. Profil Temperatur juga dicatat di sumur *steamflood* bersama dengan *spinner passes* untuk merekam temuan survei profil injeksi dengan perilaku sumur produksi terdekat yang terintegritas dan menemukan problematika yang mungkin terjadi.

Gambar 2.4 merepresentasikan dua contoh rekaman profil temperature pada saat kondisi injeksi di *steam injector* (Shaibi et al., 2014).



Gambar 2.4 Perilaku temperatur di *steam injector* (Shaibi et al., 2014).

2.4 METODE *DECLINE CURVE ANALYSIS*

Decline Curve Analysis adalah teknik yang bisa diterapkan pada *single well* ataupun pada *total reservoir*. Analisis *Decline* biasanya digunakan oleh para *petroleum engineering* untuk memperkirakan *initial hydrocarbon in place*, cadangan hidrokarbon di beberapa *abandonment conditions*, dan meramal tingkat produksi di masa depan. Cadangan sisa tergantung pada poin produksi yang dipilih untuk mewakili perilaku *well* aktual, caranya dengan menggunakan data produksi, dan *human error* yang mungkin terjadi selama di lapangan (Rahuma, Mohamed, Hissein, & Giuma, 2013). Teknik DCA lebih akurat dibandingkan metode volumetrik ketika kelengkapan data cukup tersedia untuk membuat *trend* yang reliabel dan berlaku untuk sumur minyak dan sumur gas (Mireault & Dean, 2012).

2.4.1 Asumsi Metode DCA

Metode DCA merupakan salah satu metode yang digunakan untuk menghitung RR berdasarkan data riwayat produksi sumur setelah selang waktu tertentu. Perhitungan N_p dan RR menggunakan metode ini didasarkan pada

analisis data riwayat produksi sumur atau lapangan. Adapun asumsi metode DCA adalah (Galuh Sari, 2011):

- a. Adanya grafik penurunan produksi.
- b. Tidak ada penutupan sumur dalam waktu yang lama.
- c. Tidak ada penggantian metode produksi.
- d. Sumur memproduksi dalam jumlah yang konstan.

Pendapat lainnya dari Ali, Sheng & Watson (2014) mengatakan teknik DCA didasarkan pada asumsi bahwa *trend* kinerja masa lalu dapat dikarakterisasi secara matematis dan digunakan untuk memprediksi kinerja masa depan. Teknik DCA didasarkan pada asumsi fundamental; bahwa kondisi operasi masa lalu akan tetap sama (tidak berubah), sebuah sumur diproduksi pada atau dekat kapasitas, *well drainage* tetap konstan, dan diproduksi pada *constant bottomhole pressure*.

2.4.2 Metode Penentuan Tipe *Decline Curve*

Tipe *Decline Curve* ditentukan sebelum melakukan perhitungan RR dan umur produksi reservoir sampai batas q_{limit} . Berdasarkan nilai b , penentuan tipe *decline curve* dalam penelitian ini menggunakan metode *Trial Error and X^2 -Chisquare Test*. Tahun 1989, Thorndike menemukan sebuah teori psikologis yang disebut ‘teori belajar’ atau dikenal luas sebagai *trial error* (Bei, Chen, & Zhang, 2013).

Metode *trial error* yang adalah metodologi dasar dalam pemecahan masalah dan akuisisi pengetahuan, dan juga telah digunakan secara luas dalam desain dan eksperimen produk. Secara umum, pendekatan dilanjutkan dengan secara adaptif menempatkan serangkaian solusi kandidat (asumsi atau sampel uji coba) dan mengamati validitasnya. Jika solusi kandidat yang diusulkan ternyata valid, maka misi tercapai. Jika tidak, kesalahan ditandai dari salah satu karakteristik objek yang diteliti. Fitur penting dari pendekatan ini adalah orientasi solusinya. Tujuannya adalah untuk menemukan satu solusi, dengan sedikit perhatian diberikan pada pertimbangan lain (Bei, Chen, & Zhang, 2013).

Uji *Chi-square* adalah uji statistik yang mengukur hubungan antara dua variabel kategori (Ugoni & Walker, 2014). Tes X^2 (*Chi-Square*) diperkenalkan oleh K. Pearson pada tahun 1900. Sebuah modifikasi signifikan untuk uji X^2 Pearson diperkenalkan oleh R.A. Fisher pada tahun 1922 (Bolboaca et. al., 2011).

Dari penjelasan di atas, penggunaan metode *Trial Error and X^2 -Chisquare* dalam penelitian ini yaitu menghitung harga q_o berdasarkan asumsi beberapa sampel uji harga b , dan kemudian menentukan selisih terkecil antara q_o dengan $q_{forecast}$ yang sudah dihitung sebelumnya. Adapun prosedur perhitungannya sebagai berikut:

1. Membuat tabulasi beberapa parameter yang meliputi: waktu (t), harga q_o , $q_{forecast}$ serta D_i dengan berbagai asumsi harga b , dan terakhir X^2 (selisih antara harga q_o dengan $q_{forecast}$).
2. Mengasumsikan nilai b mulai dari 0 sampai 1; $b = 0$ (*exponential*), $b = 0,1 - 0,9$ (*hyperbolic*) dan $b = 1$ (*harmonic*).
3. Menghitung nilai D_i dengan persamaan:

- a. $b = 0$, hitung $D_i : D_i = \frac{\ln(q_i/q_t)}{t_t}$

- b. $b = 0,1 - 0,9$, hitung $D_i : D_i = \frac{(q_i/q_t)^b - 1}{b \cdot t_t}$

- c. $b = 1$, hitung $D_i : D_i = \frac{(q_i/q_t) - 1}{t_t}$

4. Menghitung $q_{forecast}$:

- a. Pada $b = 0$, hitung $q_{forecast} : q_n = q_i \cdot e^{-D_i \cdot t}$

- b. Pada $b = 0,1 - 0,9$, hitung $q_{forecast} : q_n = q_i (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{-1/b}$

- c. Pada $b = 1$, hitung $q_{forecast} : q_n = q_i (1 + D_i \cdot t)^{-1}$

dimana untuk harga q_i = harga q_o , harga D_i didapat dari langkah ke-3 dan nilai $t = dt$.

5. Menghitung X^2 (selisih antara harga q_o dan $q_{forecast}$) dengan menggunakan persamaan *Chi-Square Test* seperti persamaan (7) dibawah ini:

$$X_n^2 = \left| \frac{(f_i - F_i)^2}{F_i} \right| \dots\dots\dots (7)$$

Keterangan :

X^2 = *Chi square value*.

f_i = Data laju produksi aktual, BOPD.

F_i = Data laju produksi *forecast*, BOPD.

untuk setiap harga dari:

- a. $b = 0$ $X_n^2 = \left| \frac{(f_i - F_i)^2}{F_i} \right|$

- b. $b = 0,1 - 0,9$ $X_n^2 = \left| \frac{(f_i - F_i)^2}{F_i} \right|$
 c. $b = 1$ $X_n^2 = \left| \frac{(f_i - F_i)^2}{F_i} \right|$

6. Mengulangi prosedur perhitungan dari langkah 3 sampai dengan langkah 5 untuk menghitung sampel uji yang lainnya

7. Menentukan kalkulasi ΣX^2 terkecil (harga kalkulasi ΣX^2 terkecil menunjukkan kurva yang paling fit yang dapat digunakan untuk mewakili *trend* penurunan produksi yang sedang dianalisis dengan harga:

- a. *Exponential Decline* : $b = 0$
 b. *Hyperbolic Decline* : $0 < b < 1, b \neq 1$
 c. *Harmonic Decline* : $b = 1$

2.4.3 Klasifikasi Tipe *Decline Curve* (Berdasarkan *Arps' Model*)

Arps' decline model telah menjadi standar untuk mengevaluasi EUR dalam aplikasi teknik perminyakan selama lebih dari 80 tahun (Okouma et. al., 2012). Hal ini dibuktikan dari penelitian-penelitian sebelumnya yang berhubungan dengan perhitungan cadangan minyak sisa dengan metode DCA pada lapangan konvensional yang tidak ada perubahan dalam metodenya.

Tahun 1928 Johnson & Bollens menemukan metode *Loss Ratio* yang digunakan untuk prediksi *future performance* dan *future life*. Penggunaan metode tersebut berkembang pesat dan dijadikan sebagai acuan oleh para *reservoir engineer* di tahun-tahun berikutnya. Tahun 1935, S.J. Pirson mengemukakan klasifikasi tipe *Decline Curve* atas dasar metode *Loss Ratio* yang menghasilkan tiga jenis analisis matematis, yaitu *Exponential Decline Curve*, *Hyperbolic Decline Curve* dan *Harmonic Decline Curve*. Tahun 1944, Arps melakukan pengembangan terhadap metode *Loss Ratio* berdasarkan nilai eksponen *decline* atau lebih dikenal dengan nilai b . Nilai b berkisar dari 0 sampai dengan 1. Jika nilai, $b = 0$ maka disebut sebagai *exponential decline*; jika harga ($0 < b < 1$) maka disebut *hyperbolic decline*; dan jika harga $b = 1$ disebut dengan *harmonic decline*.

Untuk itu, peneliti hanya menggunakan *Arps' decline model* dalam analisis DCA untuk menentukan jumlah cadangan minyak yang masih tersisa pada Reservoir UIR SAND di Area XYZ Lapangan AR. Tipe grafik analisis yang

digunakan oleh peneliti adalah q vs t dan penentuan nilai b menggunakan teknik X^2 Chi-Square.

1. Exponential Decline Curve

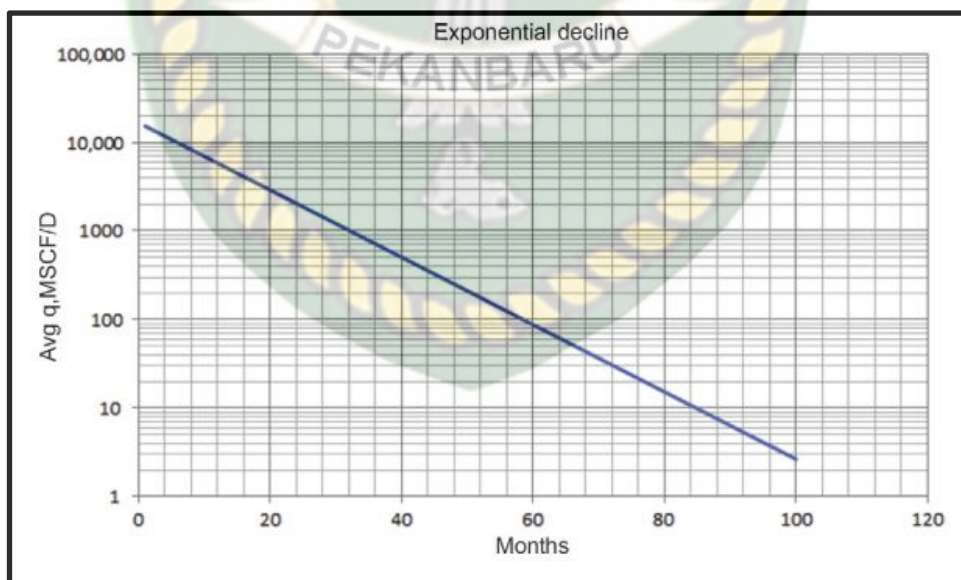
Exponential Decline Curve memiliki karakteristik penurunan produksi pada suatu interval waktu tertentu sebanding dengan laju produksinya (penurunan konstan) (Galuh Sari, 2011). Di dalam bukunya, Satter & Iqbal (2016) mengemukakan dalam kasus model *exponential decline*, $b = 0$ dipersamaan (8), dan yang dapat diintegrasikan diantara waktu inisial dan waktu sekarang:

$$q = q_i e^{-Dt} \dots\dots\dots (8)$$

dimana q = laju alir minyak atau gas pada waktu t ; q_i = laju alir inisial. Untuk menentukan nilai D digunakan persamaan (9):

$$D_i = \frac{\ln(q/q_i)}{t} \dots\dots\dots (9)$$

Persamaan (8) akan membentuk suatu kurva linier apabila laju produksi diplot terhadap waktu pada grafik logaritmik dengan kemiringan konstan D_i , seperti pada **Gambar 2.5**.



Gambar 2.5 *Exponential Decline* q vs t (Satter & Iqbal, 2016).

2. Hyperbolic Decline Curve

Hyperbolic Decline Curve adalah suatu tipe kurva dimana nilai *loss ratio* (a) mengikuti deret hitung, sehingga turunan pertama *loss ratio* terhadap waktu

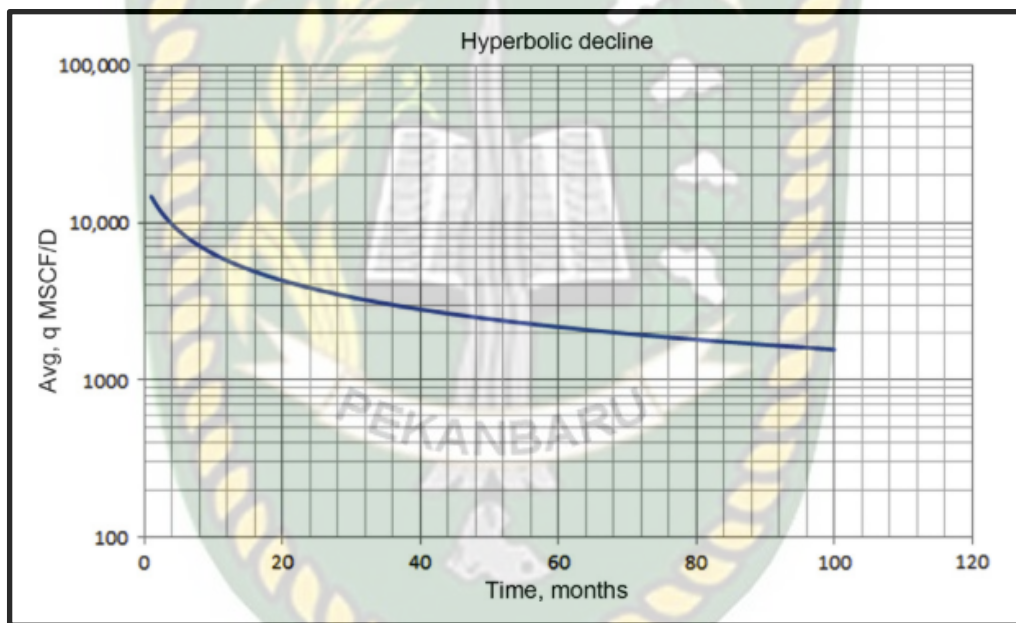
yaitu nilai b memiliki nilai yang konstan atau relatif konstan (Galuh Sari, 2011). Persamaan umum model *hyperbolic decline* dapat dilihat pada persamaan (10) dengan nilai $0 < b < 1$:

$$q = q_i(1 + b \cdot D_i \cdot t)^{-\frac{1}{b}} \dots\dots\dots(10)$$

Dari persamaan (10) diatas, didapatkan persamaan (11) untuk menentukan nilai D_i :

$$D_i = \frac{(q_i/q)^b - 1}{b \cdot t} \dots\dots\dots(11)$$

Plot laju produksi terhadap waktu pada grafik logaritmik akan membentuk suatu *hyperbolic curve* seperti terlihat pada **Gambar 2.6**.



Gambar 2.6 *Hyperbolic decline curve* q vs t (Satter & Iqbal, 2016).

3. Harmonic Decline Curve

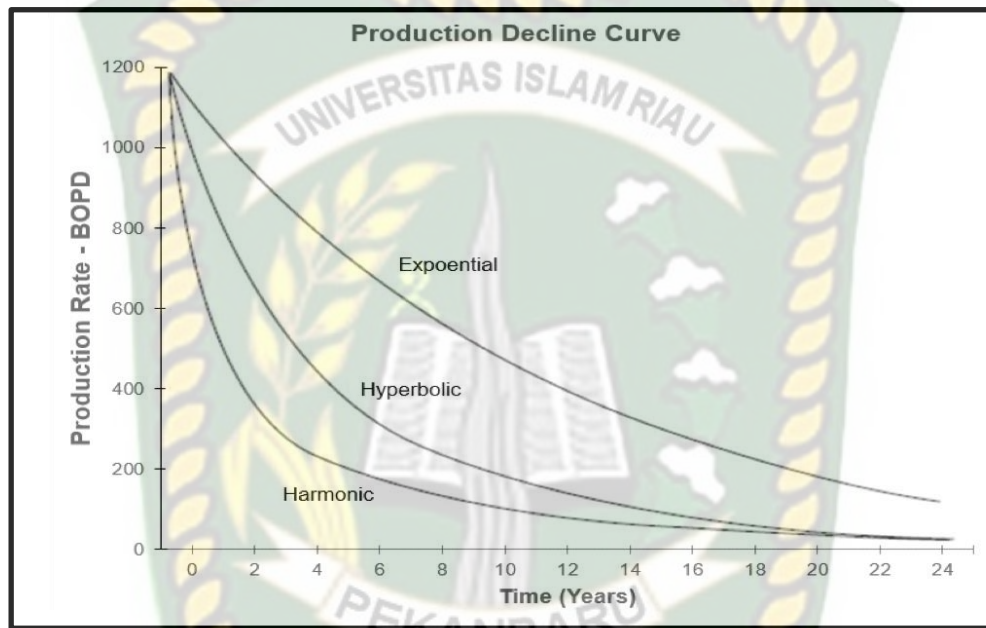
Harmonic decline terjadi ketika nilai b sama dengan 1 dan perubahan *decline rate* konstan (Belyadi, Fathi, & Belyadi, 2017). Untuk sumur tertentu, model *harmonic decline* menggambarkan pola produksi yang lebih akurat (Satter & Iqbal, 2016). Hubungan laju produksi terhadap waktu secara matematis adalah sama dengan persamaan (12) untuk harga $b = 1$ atau dapat dituliskan sebagai berikut:

$$q = \frac{q_i}{1 + D_i \cdot t} \dots\dots\dots(12)$$

Persamaan (12) juga dapat digunakan untuk menentukan nilai D_i , untuk jenis *harmonic decline curve* sebagai berikut:

$$D_i = \frac{(q_i/q)^{-1}}{t} \dots\dots\dots(13)$$

Hubungan antara laju produksi terhadap waktu dari persamaan (12) jika diplot pada grafik logaritmik maka akan diperoleh suatu kurva garis lurus seperti pada **Gambar 2.7**.



Gambar 2.7 *Harmonic decline curve q vs t* (rockriverminerals.com, 2019)

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 GEOLOGI REGIONAL LAPANGAN AR

Chevron Pacific Indonesia merupakan salah satu perusahaan migas yang besar di Indonesia. Dengan salah satu wilayah operasinya berada di Lapangan AR. Lapangan AR merupakan salah satu lapangan yang dikelola oleh PT. Chevron Pacific Indonesia yang berada di Cekungan Sumatera Tengah. Dikutip dari laman web Chevron Indonesia (2019), Lapangan AR adalah salah satu lapangan minyak terbesar yang ada di Blok Rokan. Teknologi *steamflood* telah diaplikasikan di AR sejak tahun 1985 dan merupakan salah satu proyek pengembangan *steamflood* terbesar di dunia. Pada tahun 2019, produksi bersih rata-rata menyentuh angka 40.000 BOPD minyak mentah. Pemboran *infill well* dan pekerjaan *workover* terus dilakukan sejak tahun 2017.

Pemetaan geologis yang dilakukan oleh W. E. Nygren pada tahun 1938 pada mulanya menghasilkan gambar Antiklin AR. Pada tahun 1939, WF Krijnen (N. V. Nederlandsche Pacific Petroleum Mij. Den Haag) memulai studi secara rinci tentang Antiklin AR yang mencakup pengeboran sedalam 15 meter yang terpisah-pisah dengan jarak 50 meter di sepanjang kisi sampel batuan dari lubang bor ini dengan pendeskripsian dan pengkorelasian secara hati-hati. Hasil kerja paleontologis G. L. Hofsteenge menemukan jejak fosil *Robulus Zonule* pada kedalaman sekitar 100 ft di bawah kontak Petani-Telisa. Informasi di atas ditambah dengan informasi dari sumur yang dibor di Sebang (di sebelah selatan AR), memungkinkan Krijnen membuat penampang struktural dan peta geologis dan mengusulkan lokasi untuk sumur AR #1. Puncak *primary oil sand* ditemukan di AR #1 (dibor pada tahun 1941) berada pada ketinggian 370 ft yang terbukti sangat dekat dengan prediksi Krijnen dengan ketinggian 425 ft (Johannesen & Lyle, 1990).

Lapangan ini mulai diproduksi pada tahun 1958 setelah *pipeline* selesai tersambung ke pelabuhan Dumai. Puncak *primary production* terjadi pada tahun 1963 pada *rate* 68,565 BOPD. Diperkirakan hanya 7,5% dari OOIP yang dapat

diproduksi oleh mekanisme *solution gas drive* dan *gravity drainage*. *Recovery* yang buruk ini disebabkan oleh tekanan formasi yang rendah karena kedalaman yang dangkal dan viskositas minyak yang tinggi. penelitian menunjukkan bahwa tekanan dan panas yang dihasilkan oleh uap akan menjadi mekanisme yang sangat baik untuk melakukan *enhanced oil recovery* (EOR) (Johannesen & Lyle, 1990).

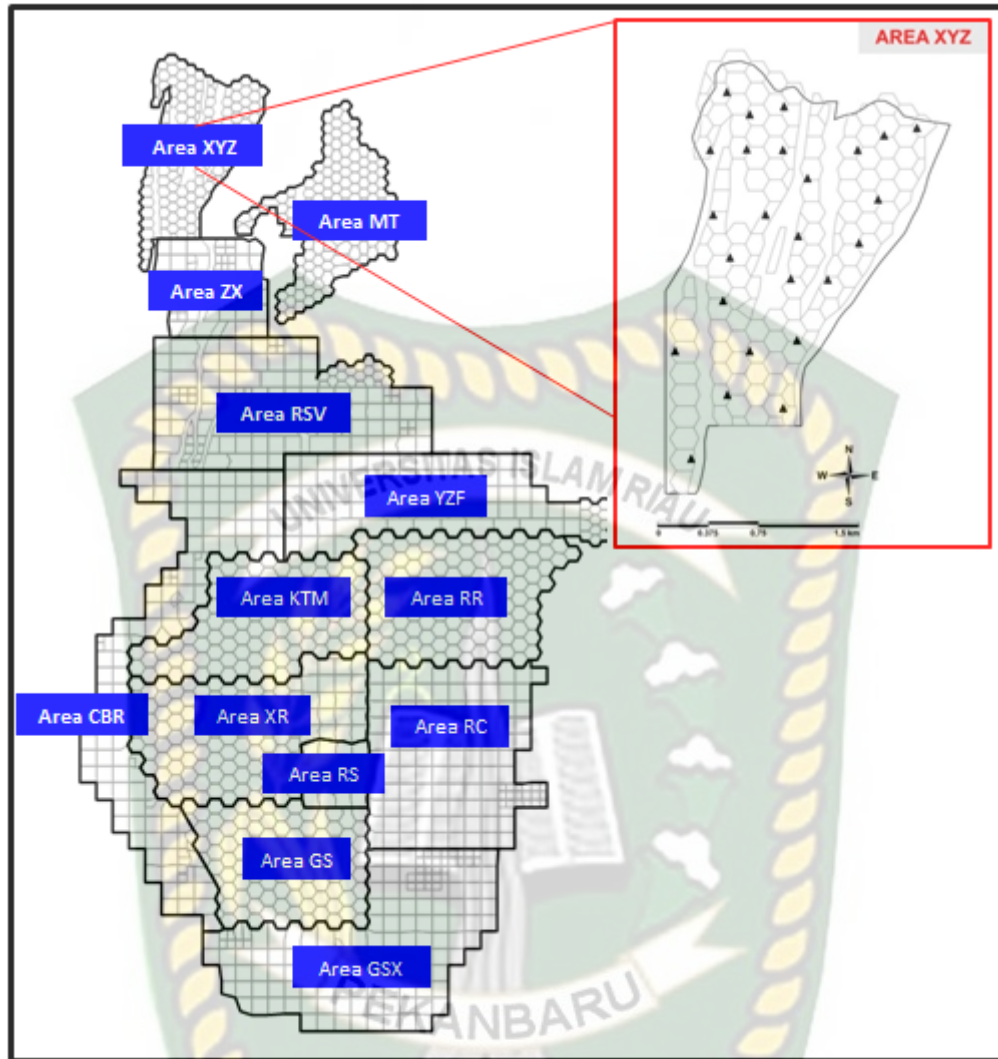
3.1.1 Keadaan Geologi

Keadaan geologi meliputi deskripsi reservoir serta stratigrafi dan deposisi lingkungan Lapangan AR secara umum.

1. Deskripsi Reservoir

Struktur Duri adalah antiklin yang membentang dari arah utara-selatan dengan panjang sekitar 18 km dan lebar 8 km dengan relif struktural di bagian atas reservoir utama sekitar 350 ft (lihat **Gambar 3.1**). Zona reservoir produksi utama terdapat pada kedalaman 300 hingga 700 ft. Sisi timur lapangan umumnya homoklinal dengan kemiringan 3 hingga 5 derajat, sedangkan sisi tengah ke barat menjadi semakin kompleks ke arah barat karena patahan. Bagian sebelah kanan Sesar Sebangga membatasi struktur Duri di sepanjang sisi barat. Kompleksitas patahan berkaitan dengan interaksi antara *wrench* dan tensional tektonik (Johannesen & Lyle, 1990).

Patahan di Lapangan AR berbentuk curam ke dalam (65 derajat ke vertikal) dengan perpindahan vertikal 10 hingga 100 ft (perkiraan 10 ft merupakan perpindahan minimal yang dapat dipetakan). Sebagian besar patahan memiliki perpindahan yang dipetakan dari 20 hingga 40 ft. Fase dominan perkembangan struktural dan migrasi minyak terjadi selama Miosen Akhir hingga Pliosen Awal (Johannesen & Lyle, 1990).



Gambar 3.1 Peta Lapangan AR dan Area XYZ (Arsip Dokumen PT. Chevron Pacific Indonesia, 2019).

2. Formasi Bekasap

Unit reservoir Dia / Kamu Sand terdiri dari lapisan *sand* halus hingga kasar dengan karakteristik reservoir yang sangat baik (*excellent*). *Interbedded Shale* biasanya jarang ada dan tidak dilaminasi seperti Duri *Shale* yang mendasarinya. Reservoir Dia / Kamu Sand *Sand* paling atas tidak bersilang di sepanjang lapangan dan sering menjadi penanda tipis sumur yang telah disemen di tengah lapisan *shale* yang memisahkan Reservoir Dia / Kamu Sand dari Reservoir UIR SAND / HMTF SAND.

Unit reservoir UIR SAND dan HMTF SAND adalah zona *steamflood* utama di seluruh Lapangan AR. Unit-unit ini terdiri dari lapisan *sand* berbutir halus hingga sangat kasar dengan lapisan *shale* berselang-seling. Lapisan *shale*

yang tebal memisahkan kedua unit ini di seluruh bagian lapangan dan sering disebut sebagai lapisan *Shale* Kamu. Namun, di daerah di mana lapisan *shale* ini tidak ada, menjadi sangat sulit untuk membedakan antara reservoir UIR SAND dan HMTP SAND (lihat **Gambar 3.2**).

AGE	FORMATION	LITHO- LOGY	RESERVOIR UNIT
MIOCENE	BEKASAP FM		UIR SAND
			HMTP SAND
			DIA/KAMU SAND

Gambar 3.2 Unit Reservoir UIR SAND pada Formasi Bekasap yang akan dievaluasi jumlah cadangannya dalam penelitian ini. (Johannesen & Lyle, 1990).

3.1.2 Karakteristik Reservoir

Hasil pengamatan Johannesen dan Lyle (1990) menyatakan Lapangan AR berjenis fluida hidrokarbon *heavy oil* yang berkarakteristik *high viscosity* dengan jenis mekanisme pendorong berupa *solution gas drive* dan *gravity drainage*. Dengan kedalaman yang relatif dangkal serta tekanan reservoir yang rendah ditambah dengan karakter fluida yang *high viscosity*, menyebabkan lapangan ini memiliki *primary recovery* yang buruk sehingga memerlukan *tertiary recovery* untuk meningkatkan produksi minyak. Menurut hasil studi yang telah dilakukan, panas dan tekanan yang dihasilkan dari *steam* akan menjadi sebuah mekanisme yang sangat bagus untuk metode EOR yang diterapkan di Lapangan AR.

1. Karakteristik Batuan Reservoir

Reservoir di Lapangan AR tergolong pada reservoir tipe *unconsolidated sandstone*. Reservoir ini memiliki harga porositas rata-rata 36% dan harga permeabilitas 1000-1500 mD. Untuk Area XYZ memiliki harga porositas rata-rata (ϕ) 30%, Luas Area (A) 750 acre serta *sand thickness* (h) rata-rata dan saturasi minyak inisial (S_{oi}) rata-rata yang dapat dilihat pada **Tabel 3.1**.

Tabel 3.1 Harga *sand thickness* (*h*) rata-rata dan harga *initial oil saturation* (*S_{oi}*) Reservoir UIR SAND yang terdiri atas lima lapisan SAND (A, B, C dan D) Area XYZ.

<i>Flow Unit</i>	<i>Thickness (ft)</i>	<i>S_{oi} (fraction)</i>
A	19,8	0,42
B	50,8	0,51
C	31,8	0,47
D	28,8	0,41

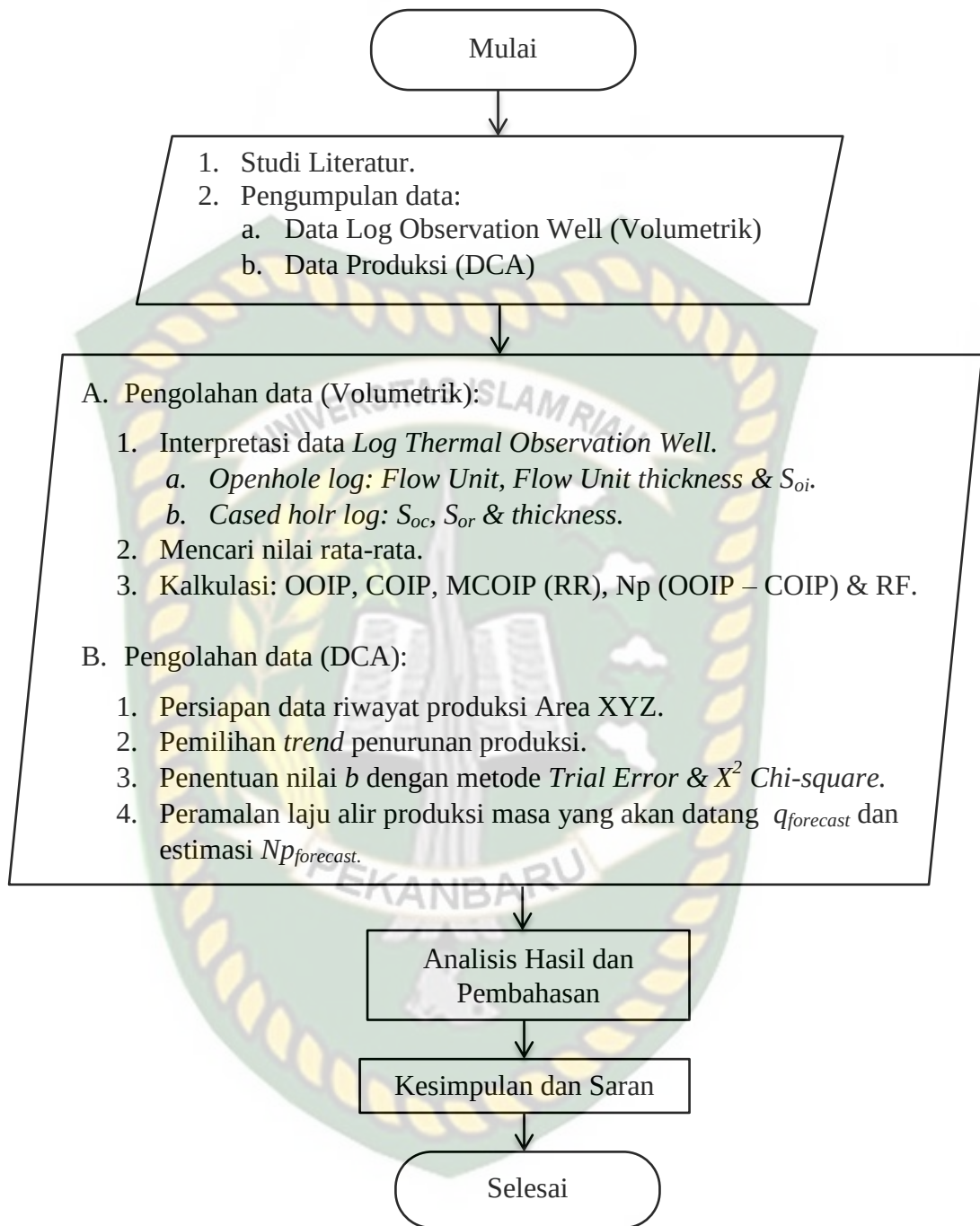
(sumber: Arsip Dokumen PT. Chevron Pacific Indonesia)

2. Karakteristik Fluida Reservoir

Reservoir Lapangan AR memiliki viskositas minyak (μ_o) sebesar 2000 cp (*non-steam*), API gravity 18-23 API dan faktor volume formasi (B_o) sebesar 1,02 bbl/STB.

3.2 LOKASI PENELITIAN DAN TEKNIK PENGAMBILAN DATA

Penelitian ini dilakukan di kawasan PT. Chevron Pacific Indonesia Rumbai Area, dengan melakukan pengumpulan data-data yang berhubungan dengan evaluasi perhitungan cadangan minyak. Teknik pengambilan data yang digunakan adalah *field research* atau penelitian ini menggunakan data aktual dari lapangan minyak yang diteliti yaitu Lapangan AR. Jenis data yang digunakan adalah data sekunder yang diberikan oleh mentor lapangan. Tinjauan pustaka ataupun literatur terkait yang berhubungan dengan judul penelitian diperoleh dari buku, jurnal/*papper* ataupun *conference proceeding* yang relevan serta diskusi dengan mentor lapangan dan dosen pembimbing yang mengarah ke kesimpulan akhir yang merupakan tujuan dari penelitian. Adapun diagram alir penelitian ini dapat dilihat pada **Gambar 3.3**.



Gambar 3.3 Diagram Alir Penelitian.

3.3 JADWAL PENELITIAN

Adapun jadwal penelitian Tugas Akhir ini dapat dilihat pada **Tabel 3.2** seperti berikut:

Tabel 3.2 Jadwal penelitian tugas akhir.

No	Jenis Kegiatan		Tahun 2020															
			Mei				Juni				Juli				Agustus			
		Minggu	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur.																	
2	Pengumpulan data.																	
3	Pengolahan data.																	
4	Analisis hasil dan pembahasan.																	
5	Kesimpulan hasil penelitian.																	

BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

Evaluasi perhitungan cadangan minyak yang dilakukan dalam penelitian ini menggunakan metode volumetrik dan metode DCA. Evaluasi menggunakan metode volumetrik dilakukan dengan cara menganalisis data *well logging* tiap-tiap TOW yang ada di Area XYZ untuk mengetahui persentase masing-masing saturasi minyak dan ketebalan masing-masing *flow unit* di reservoir UIR SAND. TOW merupakan sumur khusus yang digunakan oleh PT. Chevron Pacific Indonesia untuk *monitoring* kondisi reservoir seperti pengukuran saturasi minyak sisa, evaluasi distribusi *steamflooding* dan mengukur temperatur reservoir.

Pengukuran saturasi minyak sisa di PT. Chevron Pacific Indonesia khusus di Lapangan AR dilakukan setiap tiga tahun sekali dan pengukuran temperatur reservoir dilakukan setiap setahun sekali. 1 TOW dapat merangkap 3 atau 4 *pattern* sumur produksi. Dalam penelitian ini, terdapat 25 TOW yang akan dianalisis di Area XYZ.

Hasil pengukuran presentase masing-masing saturasi minyak beserta ketebalan *flow unit* reservoir pada tiap-tiap *well* kemudian dirata-ratakan, dimana harga masing-masing saturasi minyak dan ketebalan *flow unit* reservoir yang telah dirata-ratakan sebelumnya disubstitusikan ke dalam persamaan metode volumetrik berdasarkan jenis saturasi minyak untuk penentuan cadangan/*reserves*. Saturasi minyak dalam penelitian ini meliputi S_{oi} , S_{oc} dan S_{or} , serta estimasi cadangan minyak meliputi OOIP, COIP dan MCOIP.

Metode DCA menggunakan data riwayat produksi sumur sebagai acuan dalam penentuan cadangan sisa. Ali, Sheng & Watson (2014) mengatakan teknik DCA didasarkan pada asumsi bahwa *trend* kinerja masa lalu dapat dikarakterisasi secara matematis dan digunakan untuk memprediksi kinerja masa depan. Teknik DCA didasarkan pada asumsi fundamental; bahwa kondisi di masa lalu akan tetap sama (tidak berubah).

Metode DCA dalam penelitian ini menggunakan tipe Arps' Model atau sering disebut *traditional type model*. Tipe Arps' Model dipilih karena model ini dapat digunakan untuk jenis lapangan yang berkarakteristik konvensional, dimana

metode produksi dan teknologi yang diterapkan lazim digunakan sebagaimana mestinya. Berbeda dengan model DCA lainnya semisal *Duong's Model*, *Power Law Decline (Ilk's Model)* dan *Multi-segment Decline Model* yang diperuntukkan untuk lapangan nonkonvensional (*unconventional*) dengan karakteristik reservoir *very low permeability*, dimana pada reservoir dengan karakteristik jenis ini tidak bisa menggunakan metode produksi dan teknologi yang lazim digunakan pada umumnya. Lapangan AR dikategorikan sebagai lapangan dengan tipe reservoir dengan karakteristik konvensional, karena minyak masih dapat diproduksi dengan metode dan teknologi yang lazim digunakan di industri migas.

4.1 METODE VOLUMETRIK

Perhitungan cadangan menggunakan metode volumetrik diawali dengan interpretasi data *logging* TOW untuk mendapatkan nilai masing-masing saturasi minyak (S_{oi} , S_{oc} dan S_{or}) dan ketebalan *flow unit* atau zona produktifnya yang merupakan zona *sand*. Interpretasi data log dalam penelitian ini dibatasi oleh **Top UIR SAND** dan **Bottom UIR SAND** yang ditandai dengan garis merah melintang pada data *well logging*. Nilai saturasi minyak yang telah didapat akan digunakan untuk menghitung masing-masing *reserves* (OOIP, COIP dan MCOIP).

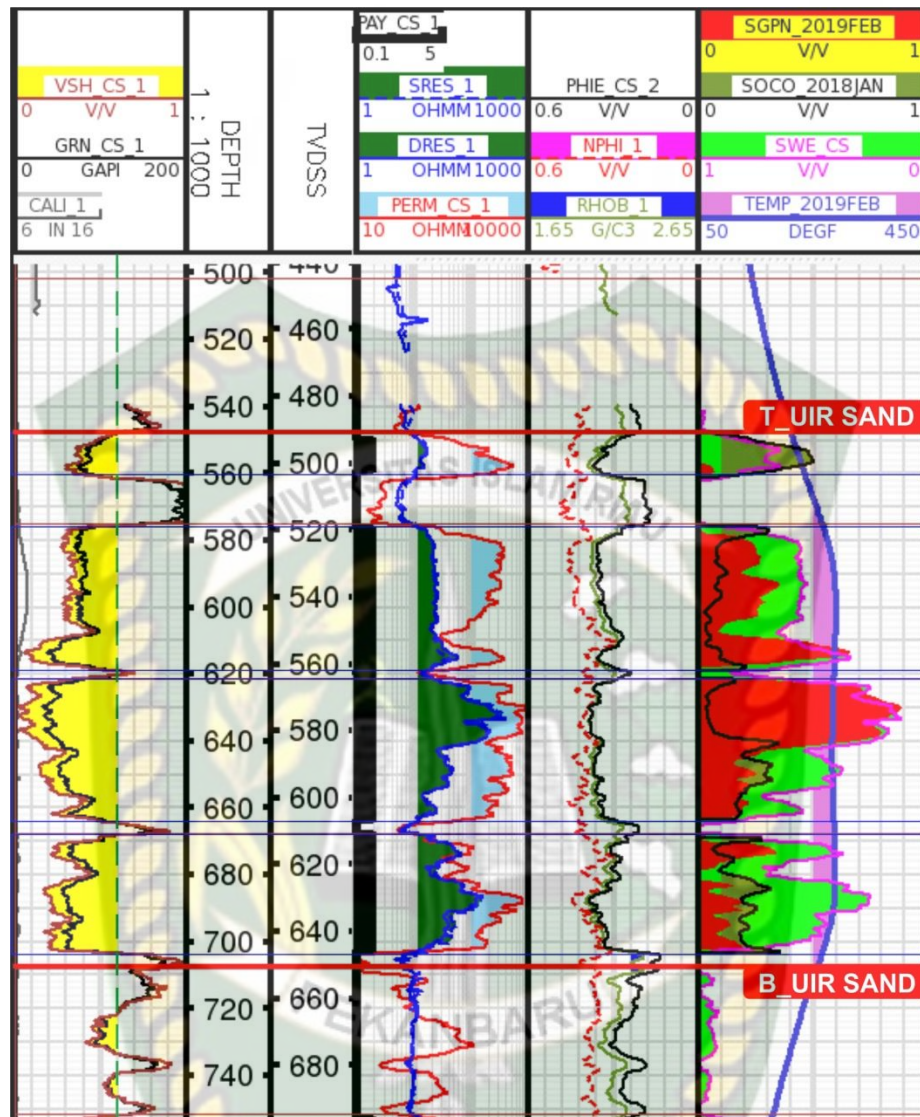
4.1.1 Jenis-jenis Kurva Log yang Terdapat di Dalam Data Log TOW

Langkah pertama adalah menginterpretasi data log TOW. Kurva log yang dimuat dalam data *well logging* seperti yang ditampilkan pada **Gambar 4.1** meliputi beberapa jenis kurva *log*. dan jenis-jenis kurva log yang digunakan dalam penelitian ini diantaranya:

1. Kurva GRN_CS_1 (*gamma ray log*) digunakan untuk estimasi litologi batuan atau pengelompokan reservoir berdasarkan zona litologi *sand*, yang terbagi atas *Flow Unit* A, B, C dan D . Kurva GR-225 memiliki skala 0 – 200 API. Data *gamma ray log* didapat dari hasil pengukuran dengan *gamma ray logging tools* yang dilakukan pada saat sumur pertama kali dibor.
2. Kurva SWE_CS (*effective water saturation*) yang dapat digunakan untuk estimasi persentase SWE sekaligus saturasi minyak dalam kondisi *initial* (S_{oi}). Nilai SWE dan S_{oi} berbanding terbalik. Jika nilai SWE kecil, maka nilai S_{oi} begitu juga sebaliknya. Skala kurva ini berada pada rentang 1 – 0. Perhitungan SWE yang dilakukan oleh pihak perusahaan menggunakan

persamaan Archie II. PT. Chevron Pacific Indonesia menggunakan perhitungan SWE untuk mengetahui nilai S_{wi} maupun S_{oi} . Alasan dibalik penggunaan SWE dikarenakan adanya *water bound matrix* yang terdapat di reservoir Lapangan AR yang tidak akan terproduksi. Ditambah dengan tingkat perbedaan nilai antara S_{wi} dan SWE yang sangat kecil.

3. Kurva SOCO (*Saturation Oil Carbon Oxygen*) merupakan kurva yang menampilkan dan mengestimasi persentase saturasi minyak sisa yang sudah terproduksi sebagian dari saturasi awal, baik yang belum mencapai titik S_{or} yang disebut sebagai *current oil saturation* (S_{oc}) maupun yang sudah mencapai titik S_{or} (dilihat dari *steamed zone*). Kurva SOCO memiliki skala 0 – 1. Log SOCO menunjukkan persentase hidrokarbon berupa saturasi minyak sisa setelah proses diproduksi yang didapat dari hasil pengukuran RSTLog (Hutomo & Yatini, 2018).
4. Kurva TEMP (*reservoir temperature*) digunakan untuk menentukan zona reservoir yang telah terakumulasi *steam* sempurna. Garis lengkungan yang semakin memuncak pada kurva menunjukkan *steam zone* yang sempurna. Kurva TEMP_ memiliki skala 50°F – 450°F.



Gambar 4.1 Contoh data *well logging* WELL – 11, Reservoir UIR SAND yang dibatasi oleh *Top UIR SAND* dan *Bottom UIR SAND*, Area XYZ (Arsip Dokumen PT. Chevron Pacific Indonesia, 2019).

4.1.2 Interpretasi Data *Open Hole Log TOW*

Data *open hole log* adalah *initial data* sumur pada saat pertama kali setelah sumur selesai dilakukan pemboran. Interpretasi data *open hole log* yang hanya meliputi analisis log GRN_CS_1 dan analisis kurva SWE yang bertujuan untuk pengelompokkan *flow unit* reservoir beserta ketebalannya berdasarkan defleksi kurva log dan untuk mengetahui nilai presentase S_{oi} .

Tahapan awal sebelum menganalisis data log adalah menentukan garis *shale baseline*. garis *shale baseline* pada data *well logging* dipenelitian ini telah ditentukan sebelumnya oleh pihak perusahaan (ditunjukkan dengan garis vertikal

putus-putus berwarna hijau). Penentuan *shale baseline* berdasarkan analisis peneliti sendiri tidak memungkinkan untuk dilakukan, karena terbatasnya data *well logging* yang peneliti terima. Contoh penentuan harga S_{oi} untuk *flow unit* reservoir B, Well – 11, Area XYZ dapat dilihat pada **Gambar 4.2**.

1. Pengelompokan *Flow Unit* Reservoir dan Ketebalannya

Tahapan pertama yang dilakukan adalah menganalisis kurva log GRN_CS_1 untuk menentukan *flow unit* reservoir dan ketebalannya. Pengelompokan *flow unit* reservoir berdasarkan litologi *shale – sand*, yang mana zona *sand* merupakan zona reservoir (yang diarsir kuning). Pembagian *flow unit* reservoir dibatasi oleh garis batas *Top UIR SAND* (T_UIR SAND) dan *Bottom UIR SAND* (B_UIR SAND) dan terbagi menjadi beberapa *flow unit* A, B, C dan D.

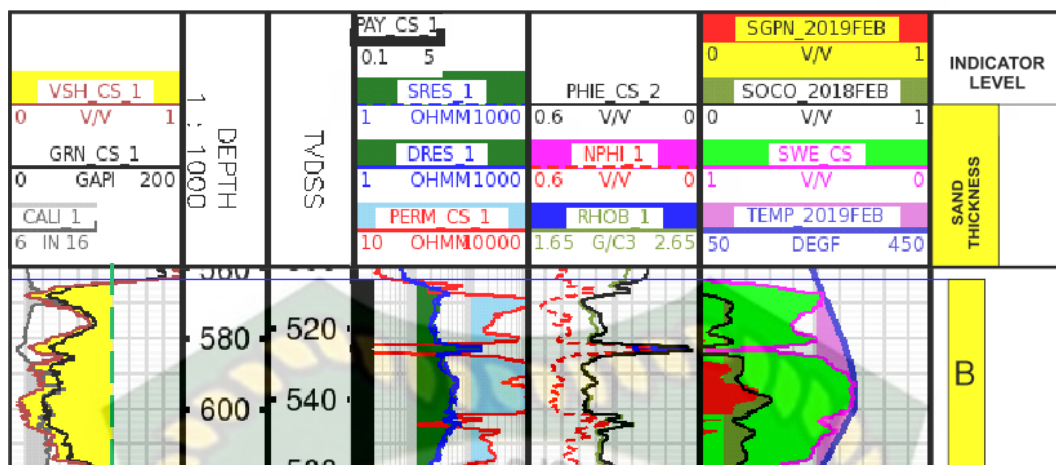
Hasil analisis terhadap WELL – 11 terdapat 4 *flow unit* (A, B, C dan D). ketebalan rata-rata dari setiap *flow unit* A, B, C dan D di WELL – 11 dapat dilihat pada **Tabel 4.1**.

2. Pengukuran S_{oi}

Tahapan kedua mengukur harga S_{oi} masing-masing *flow unit* reservoir. Pengukuran dilakukan dengan cara menghitung persentase S_{oi} rata-rata tiap-tiap *flow unit* reservoir dari kurva SWE. Kurva SWE menunjukkan nilai saturasi air efektif. nilai saturasi air efektif berbanding terbalik dengan nilai S_{oi} . Semakin besar nilai SWE maka nilai S_{oi} semakin kecil, begitu juga sebaliknya. Skala SWE memiliki interval 1 – 0 berdasarkan ketentuan $\Sigma S = 1$, jumlah semua saturasi fluida yang terdapat di dalam media berpori adalah 1 (Terry & Rogers, 2015). Hasil rata-rata S_{oi} (ditandai dengan indikator warna kuning) dari setiap *Flow Unit* A, B, C dan D dari semua sumur dapat dilihat pada **Tabel 4.1**.

Tabel 4.1 Pengelompokan *flow unit*, ketebalan dan S_{oi} .

<i>Flow Unit</i>	<i>Thickness (ft)</i>	S_{oi}
A	20	0,50
B	55	0,52
C	20	0,34
D	20	0,50



Gambar 4.2 Contoh penentuan harga S_{oi} (indikator kuning) untuk *flow unit* reservoir B, Well – 11, Reservoir UIR SAND, Area XYZ. Didapat hasil pengukuran S_o sebesar 0.51.

4.1.3 Interpretasi Cased Hole Log TOW

Data *cased hole log* merupakan data utama dari TOW yang berisikan informasi hasil *monitoring* yang dilakukan di TOW. Interpretasi data *cased hole log* meliputi Log SOCO yang digunakan untuk mengukur S_{oc} dan S_{or} . Contoh penentuan harga S_{oc} (ditandai dengan indikator warna hijau tua) dan S_{or} (ditandai dengan indikator warna merah muda) untuk *flow unit* reservoir C, Well – 11, Area XYZ dapat dilihat pada **Gambar 4.3**.

1. Pengukuran Current Oil Saturation (S_{oc})

Pengukuran S_{oc} menggunakan kurva log SOCO yang diukur pada tahun 2018. Ketebalan zona S_{oc} diukur dari selisih ketebalan *flow unit* dikurangi dengan ketebalan S_{or} zone. Hasil pengukuran nilai S_{oc} dan ketebalan rata-rata dari setiap *flow unit* A, B, C dan D di WELL – 11 dapat dilihat pada **Tabel 4.2**.

Tabel 4.2 Harga S_{oc} tiap-tiap *flow unit* dan ketebalannya.

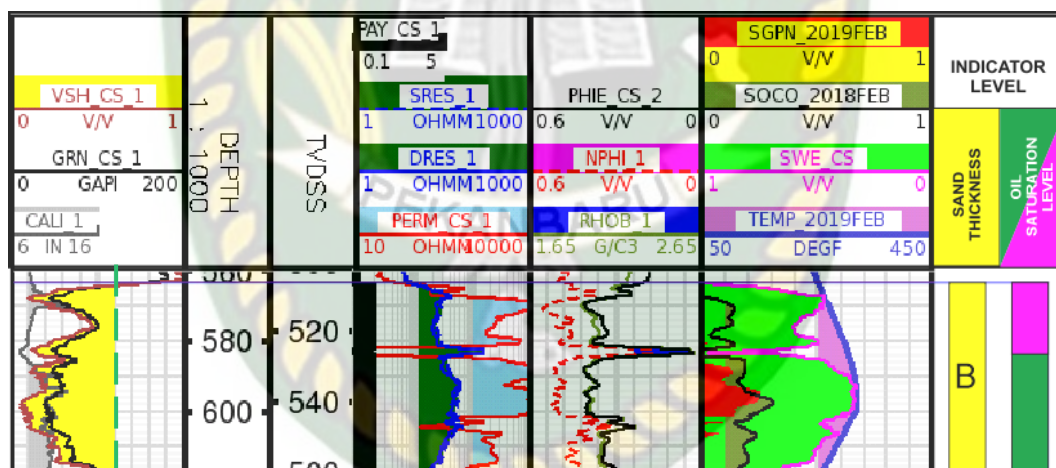
Flow Unit	S_{oc} Thickness (ft)	S_{oc}
A	13	0,20
B	35	0,20
C	11	0,20
D	20	0,20

2. Pengukuran *Residual Oil Saturation* (S_{or})

Cara pengukurannya sama dengan pengukuran S_{oc} dengan menggunakan kurva SOCO, yang membedakan analisis S_{or} dan S_{oc} adalah zona S_{or} ditandai dengan defleksi kurva SOCO di bawah 10% atau lebih sedikit. Kenaikan temperatur di reservoir dan saturasi minyak sisa cenderung mencapai titik S_{or} yang artinya minyak sudah tidak bisa diproduksi lagi dengan metode EOR *steamflooding*. Hasil pengukuran nilai S_{or} dan ketebalan rata-rata dari setiap *flow unit* A, B, C dan D di WELL - 11 dapat dilihat pada **Tabel 4.3**.

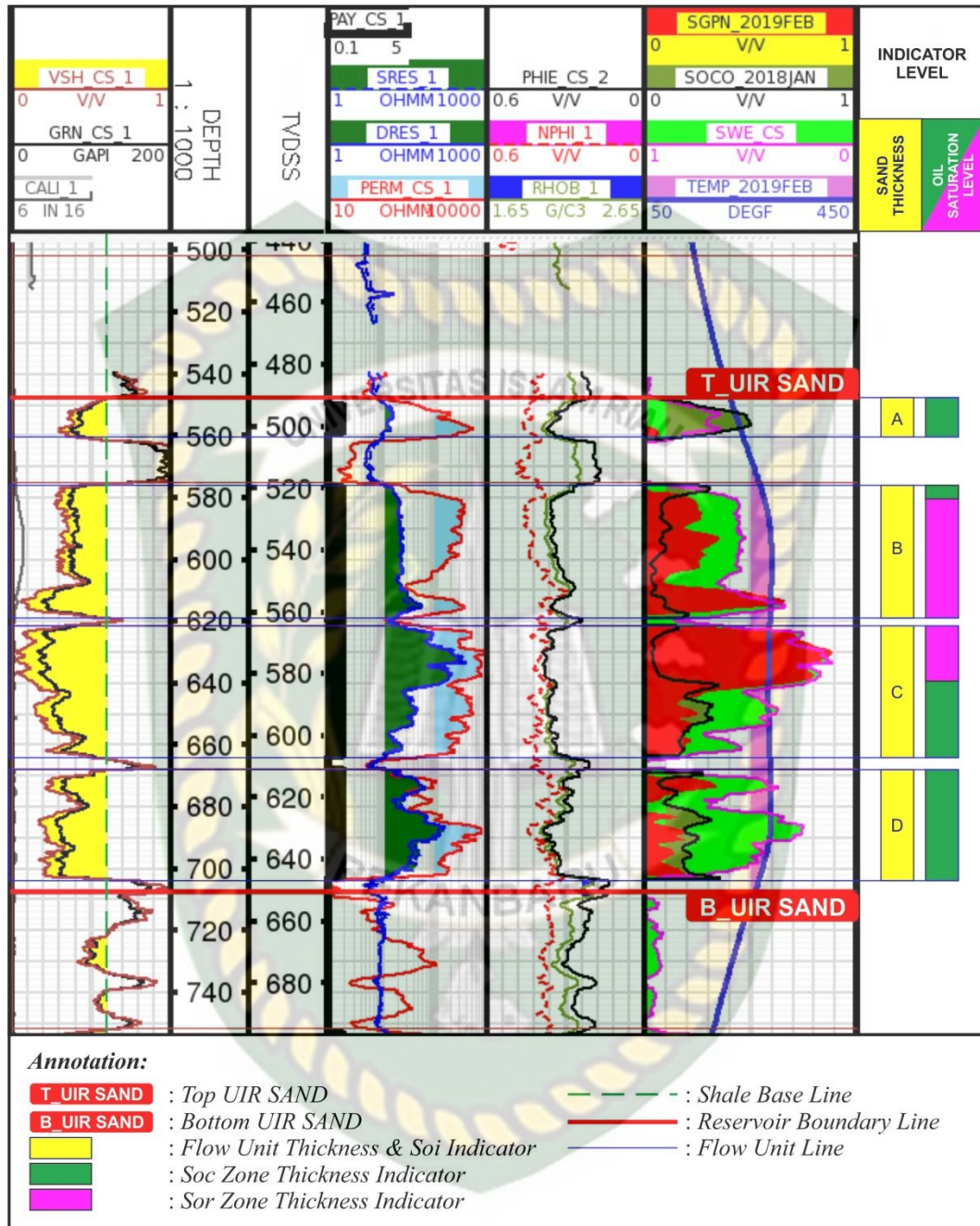
Tabel 4.3 Harga S_{or} tiap-tiap *flow unit* dan ketebalannya.

<i>Flow Unit</i>	S_{or} Thickness (ft)	S_{or}
A	7	0,01
B	20	0,1
C	90	0,1
D	0	0,1



Gambar 4.3 Contoh penentuan harga S_{oc} (indikator hijau tua) dan S_{or} (indikator merah muda) untuk *flow unit* reservoir B, Well – 11, Reservoir UIR SAND, Area XYZ. Didapat hasil pengukuran S_{oc} sebesar 0.21 dan S_{or} sebesar 0,09.

Contoh hasil penentuan lebih lengkap untuk **Well – 11, Reservoir UIR SAND, Area XYZ**, dapat dilihat pada **Gambar 4.4** dan **Tabel 4.4** serta data ketebalan *flow unit* dan saturasi minyak rata-rata dari seluruh 25 TOW dapat dilihat pada **Tabel 4.5**. Hasil interpretasi untuk sumur-sumur TOW lainnya dapat dilihat pada **LAMPIRAN 1** dan **LAMPIRAN 2**.



Gambar 4.4 Contoh analisis data well logging WELL – 11, Area XYZ.

Tabel 4.4 Data ketebalan tiap-tiap *flow unit*, ketebalan zona saturasi dan nilai tiap-tiap saturasi minyak di WELL – 11, Reservoir UIR SAND, Area XYZ.

<i>Flow Unit</i>	<i>Flow Unit Thickness (ft)</i>	S_{oi} (fraction)	<i>S_{or} Zone Thickness (ft)</i>	S_{or} (fraction)	S_{oc} Thickness (ft)	S_{oc} (fraction)
A	20	0,50	7	0,01	13	0,20
B	55	0,52	20	0,10	35	0,20
C	20	0,34	9	0,10	11	0,20
D	20	0,45	0	0,10	20	0,20

Tabel 4.5 Data ketebalan *flow unit* dan saturasi minyak rata-rata dari seluruh 25 TOW yang dianalisis pada Reservoir UIR SAND, Area XYZ.

<i>Flow Unit</i>	<i>Flow Unit Thickness (ft)</i>	S_{oi} (fraction)	<i>S_{or} Zone Thickness (ft)</i>	S_{or} (fraction)	S_{oc} Thickness (ft)	S_{oc} (fraction)
A	26	0,43	11	0,08	15	0,23
B	54	0,51	28	0,08	26	0,23
C	32	0,45	9	0,08	23	0,26
D	29	0,42	5	0,10	24	0,28

4.1.4 Perhitungan Cadangan Secara Volumetrik

Perhitungan cadangan menggunakan persamaan volumetrik untuk penentuan *Oil In Place (OIP)* berdasarkan jenis saturasi minyak beserta ketebalannya. Estimasi cadangan minyak dapat dikalkulasi dengan Persamaan (2), Persamaan (3) dan Persamaan (4) yang ada pada BAB II. Luas Area diketahui seluas 750 acre, porositas rata-rata sebesar 0.3 (dari data lapangan), dan faktor volume formasi (B_o) sebesar 1,02 bbl/STB (didapat dari data lab perusahaan).

1. Perhitungan Nilai OOIP

Nilai OOIP dihitung menggunakan persamaan (2) dengan mensubstitusikan parameter ketebalan *flow unit* dan S_{oi} rata-rata. Contoh penentuan OOIP di *Flow Unit A*; Diketahui $h_f = 26 \text{ ft}$ dan $S_{oi} = 0,43$.

$$OOIP = \frac{7758 \times 750 \text{ acre} \times 26 \text{ ft} \times 0,3 \times (0,43)}{1,02 \text{ bbl/STB}} = 18.890.821 \text{ STB}$$

Hasil perhitungan OOIP untuk *Flow Unit* yang lain dapat dilihat pada **Tabel 4.6**.

2. Perhitungan Nilai COIP

Nilai COIP dihitung menggunakan persamaan (3) dengan mensubstitusikan parameter ketebalan zona S_{oc} dan S_{oc} rata-rata. Contoh penentuan COIP di *Flow Unit* A; Diketahui $h_c = 15 \text{ ft}$ dan $S_{oc} = 0,23$.

$$COIP = \frac{7758 \times 750 \text{ acre} \times 15 \text{ ft} \times 0,3 \times (0,23)}{1,02 \text{ bbl/STB}} = 5.971.287 \text{ STB}$$

Hasil perhitungan COIP untuk *Flow Unit* yang lain dapat dilihat pada **Tabel 4.6**.

3. Perhitungan Nilai MCOIP (RR)

Nilai MCOIP yang merupakan RR dihitung menggunakan persamaan (4) dengan mensubstitusikan parameter ketebalan zona S_{oc} dan selisih antara nilai S_{oc} dan S_{or} rata-rata. Contoh penentuan MCOIP di *Flow Unit* A; Diketahui $h_c = 15 \text{ ft}$, $S_{oc} = 0,23$ dan $S_{or} = 0,08$.

$$MCOIP = \frac{7758 \times 750 \text{ acre} \times 15 \text{ ft} \times 0,3 \times (0,23 - 0,08)}{1,02 \text{ bbl/STB}} = 3.881.337 \text{ STB}$$

Hasil perhitungan MCOIP untuk *Flow Unit* yang lainnya dapat dilihat pada **Tabel 4.6**.

Hasil estimasi cadangan mendapatkan beberapa data volume total cadangan untuk semua lapisan *Flow Unit* B, C, D dan E, diantaranya; **OOIP** sebesar **112 MMSTB**; **COIP** sebesar **37,7 MMSTB**; dan **MCOIP** sebesar **25 MMSTB**. **N_p** didapat dari hasil selisih antara OOIP dikurangkan dengan COIP, dan didapat hasil sebesar **74,4 MMSTB** minyak yang sudah terproduksi (Lihat **Tabel 4.6**).

Tabel 4.6 Perhitungan cadangan volumetrik reservoir UIR SAND, Area XYZ, Lapangan AR.

<i>Flow Unit</i>	OOIP	COIP	MCOIP	N _p
A	18.890.821	5.971.287	3.881.337	12.919.534
B	47.260.403	10.228.512	6.776.841	37.031.891
C	25.033.276	10.053.313	7.002.878	14.979.964
D	20.999.811	11.473.979	7.345.411	9.525.833
Total	112.184.312	37.727.091	25.006.467	74.457.222

Nilai RF yang diperoleh adalah **66,37%**, yang dihitung dengan persamaan (5) pada BAB II:

$$RF = \frac{74.457.222 \text{ STB}}{112.184.312 \text{ STB}} \times 100\% = 66,37\%$$

4.2 METODE DECLINE CURVE ANALYSIS

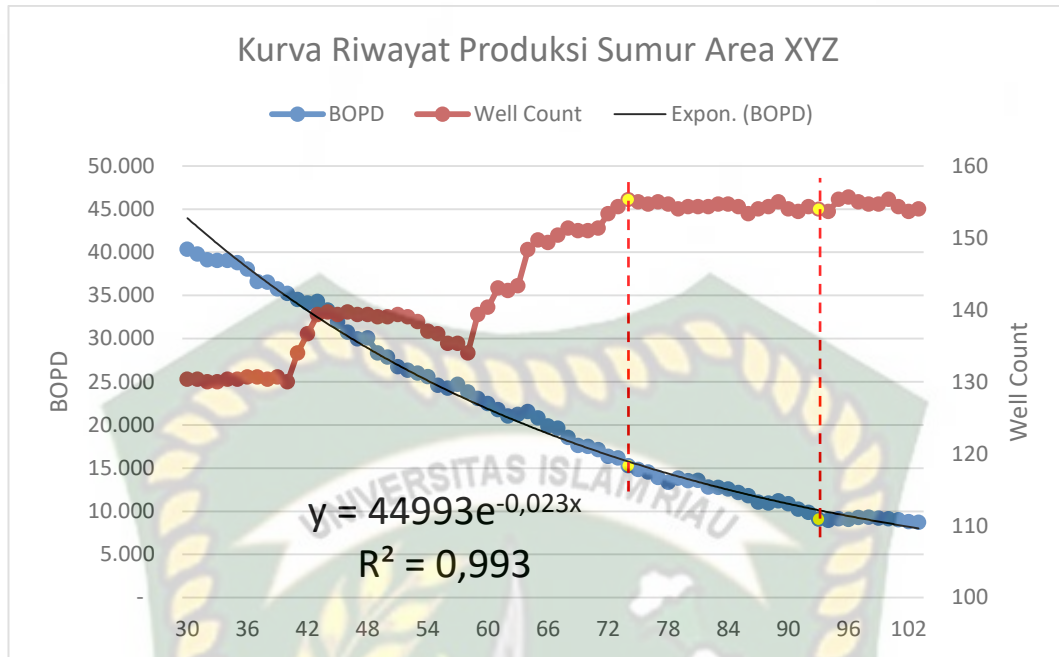
Estimasi *remaining reserve* yang dilakukan pada Reservoir UIR SAND Area XYZ bertujuan untuk mengetahui jumlah RR dan umur produksinya. Dalam penerapan metode ini, pertama kali dilakukan penentuan tipe *decline curve* terlebih dahulu menggunakan metode *Trial Error & X² – Chisquare*. Sehingga didapatkan jenis kurva yang fit/cocok untuk melakukan perhitungan RR dan umur produksi di reservoir tersebut. Data yang diperlukan untuk estimasi RR dengan metode DCA adalah data riwayat produksi sumur minyak di Area XYZ.

4.2.1 Plot Laju Produksi (q_o) vs Waktu (t)

Riwayat produksi sumur-sumur di Area XYZ menunjukkan produksi sumur pertama kali dimulai dari 30 November 2012 (bulan ke-30) hingga data terakhir 31 Desember 2018 (bulan ke-103). *Plotting* data berdasarkan laju produksi (q_o) vs waktu (t). *Plotting* q_o vs t merupakan plot keseluruhan data mulai dari awal hingga akhir produksi. Data yang menjadi sumber *plotting* dapat dilihat secara keseluruhan pada **LAMPIRAN 3**.

4.2.2 Pemilihan *Decline Trend*

Berdasarkan kriteria pemilihan periode *decline trend* yang dijelaskan pada BAB II, Area XYZ memiliki penurunan produksi yang paling memungkinkan untuk dianalisis yaitu dari bulan **Juli 2016** hingga **Februari 2018** atau bulan ke-74 hingga ke-93 seperti pada **Gambar 4.5**.



Gambar 4.5 Pemilihan *trend* penurunan produksi Area XYZ.

4.2.3 Penentuan *Exponent Decline (b)*

Setelah pemilihan *trend* penurunan produksi, langkah selanjutnya dilakukan perhitungan nilai b menggunakan metode *Trial Error* dan X^2 -*Chisquare* berdasarkan *trend* penurunan produksi yang telah dipilih sebelumnya untuk menentukan nilai b , D_i dan tipe kurva *decline* yang akan digunakan. Metode *Trial Error and X2-Chisquare* dipilih karena memiliki tingkat akurasi yang lebih baik untuk menentukan nilai b dibandingkan dengan metode *Lost-ratio*. Prosedur perhitungan nilai b , D_i dan tipe kurva *decline* dengan metode *Trial Error* dan X^2 -*Chisquare* adalah sebagai berikut:

1. Membuat tabulasi t (waktu), bulan, q_o , $q_{forecast}$ dan X^2 (selisih antara q_o dan $q_{forecast}$) dengan berbagai asumsi harga b .
2. Mengasumsikan nilai b mulai dari 0 sampai 1; $b = 0$ (*exponential*), $b = 0,1 - 0,9$ (*hyperbolic*) dan $b = 1$ (*harmonic*).
3. Pada data produksi diambil dua titik ($t_i = 0$ bulan; $q_i = 15.290$ BOPD dan $t = 19$ bulan; $q_t = 9.094$ BOPD).
4. Menghitung D_i .
 - a) $b = 0$

Menghitung D_i dengan Persamaan:

$$D_i = \ln(q_i/q_t)/t$$

$$D_i = \ln(15.290/9.094)/(19)$$

$$D_i = 0,027/bulan$$

b) $b = 0,5$

Menghitung D_i dengan Persamaan:

$$D_i = \frac{(q_i/q_t)^b - 1}{b \cdot t}$$

$$D_i = \frac{(15.290/9.094)^{0,5} - 1}{0,5 \times 19}$$

$$D_i = 0,038/bulan$$

c) $b = 1$

Menghitung D_i dengan Persamaan:

$$D_i = \frac{(q_i/q_t) - 1}{t}$$

$$D_i = \frac{(15.290/9.094) - 1}{19}$$

$$D_i = 0,045/bulan$$

5. Menghitung q_o .

a) $b = 0$ dan $t = 1$ dengan persamaan:

$$q_o = q_i \cdot e^{-D \cdot t}$$

$$q_o = 15.290 \cdot e^{-0,027 \cdot 1}$$

$$q_o = 14.877 \text{ BOPD}$$

b) $b = 0,5$ dan $t = 1$ dengan persamaan:

$$q_o = q_i(1 + b \cdot D \cdot t)^{-1/b}$$

$$q_o = 15.290(1 + (0,5 \times 0,038 \times 1))^{-1/0,5}$$

$$q_o = 14.720 \text{ BOPD}$$

c) $b = 1$ dan $t = 1$ dengan persamaan:

$$q_o = q_i(1 + D \cdot t)^{-1}$$

$$q_o = 15.290(1 + 0,045 \times 1)^{-1}$$

$$q_o = 14.627 \text{ BOPD}$$

6. Menghitung selisih q_o dan $q_{forecast}$ (X^2) dengan menggunakan formulasi *chi-square test*, seperti pada persamaan (7) yaitu: $X^2 = \frac{(f_i - F_i)^2}{F_i}$

Perhitungan dilakukan pada $t = 1$

a) $b = 0$

$$X^2 = \frac{(14.825 - 14.877)^2}{14.877} = 0,18$$

b) $b = 0,5$

$$X^2 = \frac{(14.825 - 14.720)^2}{14.720} = 1$$

c) $b = 1$

$$X^2 = \frac{(14.825 - 14.627)^2}{14.627} = 3$$

7. Menentukan tipe *decline curve* dengan memilih harga ΣX^2 yang paling kecil.

Hasil perhitungan selengkapnya dapat dilihat pada **LAMPIRAN 4**.

Berdasarkan tabel hasil pada **LAMPIRAN 4**, dilihat nilai ΣX^2 yang terkecil ($\Sigma X^2 = 702,22$) untuk *trend* penurunan produksi di Lapisan Pertama Area XYZ adalah *Exponential Decline*, dengan nilai $b = 0$ dan nilai $D_i = 0,027$.

4.2.4 Estimasi Forecast Oil Rate (q_{forecast})

Setelah tipe *decline curve* diketahui, maka langkah selanjutnya yaitu memprediksi laju produksi minyak untuk masa yang akan datang (q_{forecast}). Adapun harga q_t yang digunakan dalam perhitungan q_{forecast} adalah harga q_i pada saat analisis *decline* dilakukan.

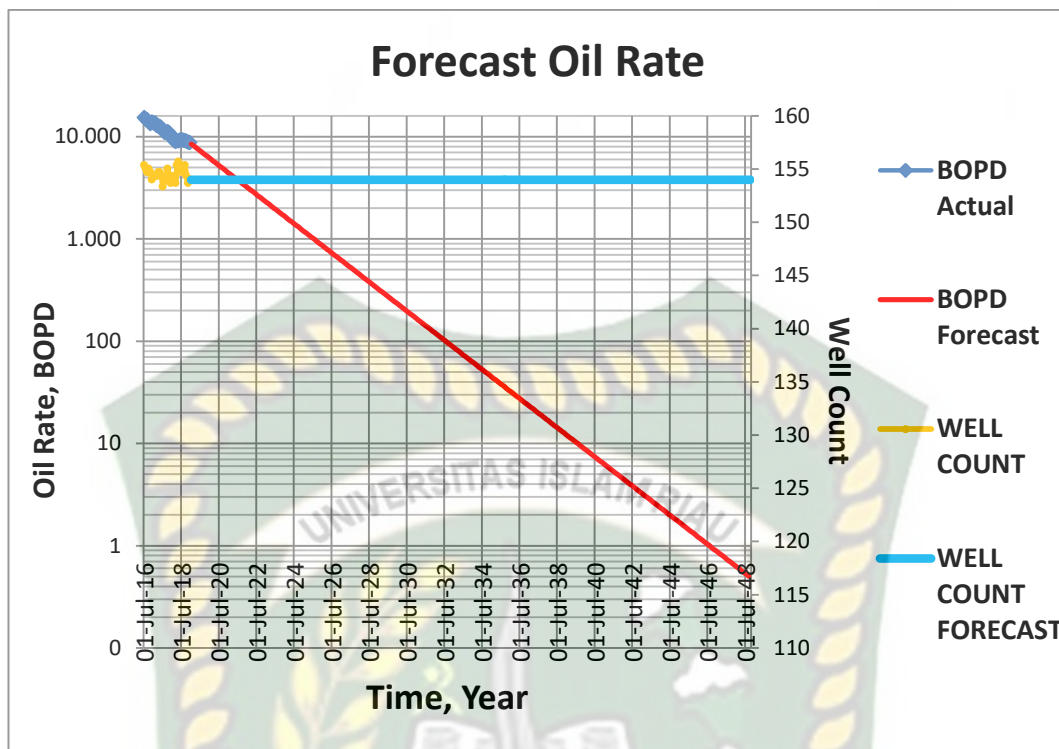
Prediksi laju produksi minyak pada bulan pertama ($t = 1$ bulan) untuk Lapisan Reservoir UIR SAND Area XYZ dimulai pada 31 Desember 2018 (bulan ke-103) dengan harga $q_i = 8.725$ BOPD dapat dihitung melalui Persamaan (9):

$$q_t = q_i \cdot e^{-D \cdot t}$$

$$q_1 = 8.725 e^{-0,027 \cdot 1}$$

$$q_1 = 8.489 \text{ BOPD}$$

Perhitungan q_{forecast} dilakukan hingga mencapai $q = 0$. Tujuannya untuk mengetahui berapa banyak N_p yang didapat hingga mencapai titik 0 dengan mengabaikan aspek *economic limit*. Grafik perhitungan q_{forecast} secara eksponensial dapat dilihat pada **Gambar 4.6**, dan tabel hasil perhitungan q_{forecast} dapat dilihat pada **LAMPIRAN 5**.



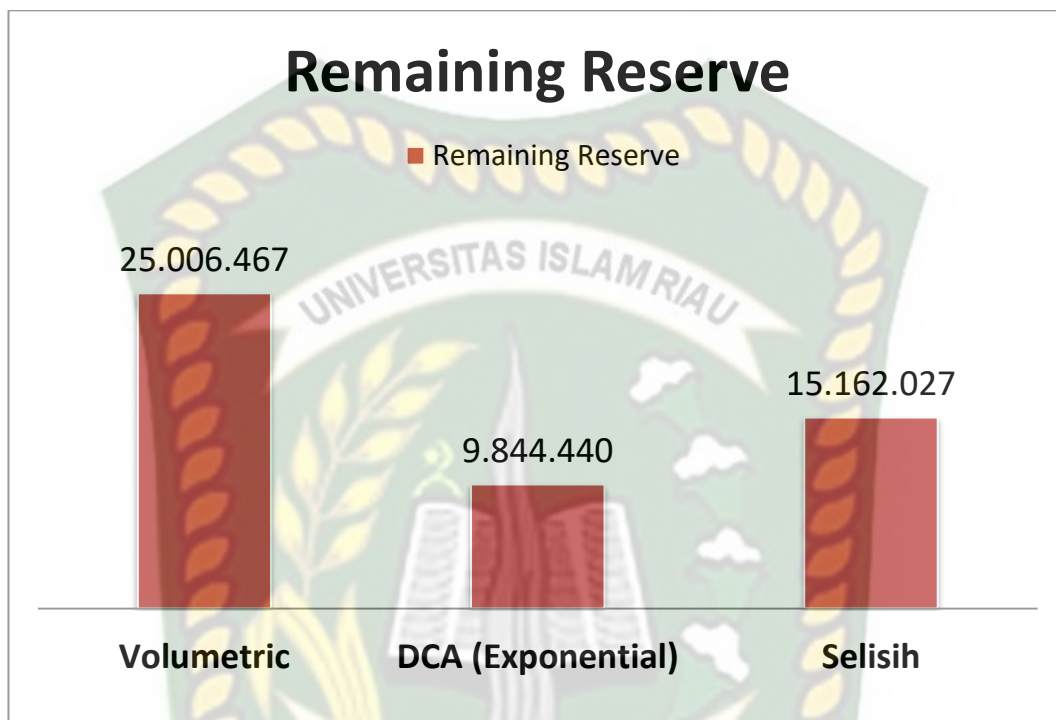
Gambar 4.6 Grafik perhitungan *forecast oil rate*.

4.2.5 Estimasi Remaining Reserves

Remaining Reserves (RR) didefinisikan sebagai besarnya cadangan minyak yang masih dapat diproduksi sampai pada nilai q_{limit} . q_{limit} adalah laju produksi minimal dimana jumlah penghasilan yang diterima dari hasil penjualan produksi akan sama dengan jumlah biaya yang diperlukan untuk menghasilkan produksi tersebut (Meriandriani, Arief, & Herlina, 2015). Berdasarkan hasil perhitungan $q_{forecast}$ di **LAMPIRAN 5** dan dengan asumsi harga $q_{limit} = 0$ BOPD (tanpa memandang aspek *economic limit*), Reservoir UIR SAND Area XYZ memiliki potensi untuk berproduksi hingga **356 bulan** atau jika dikonversikan ke tahun maka Reservoir UIR SAND dapat berproduksi selama **29,67 tahun** ke depan (dibulatkan menjadi **30 tahun**). Dilihat dari data hasil perhitungan $q_{forecast}$ pada **LAMPIRAN 5**, total cadangan minyak sisa (RR) yang dapat diproduksi sebesar **9.844.440 STB** yang dihasilkan dari penjumlahan $Np_{forecast}$ sampai batas q_{limit} .

4.3 ANALISIS PERBANDINGAN HASIL ESTIMASI KEDUA METODE

Setelah dilakukan perhitungan cadangan sisa dengan dua metode berbeda; Metode volumetrik dan metode DCA, maka didapatkan hasil berupa grafik seperti pada **Gambar 4.7**.

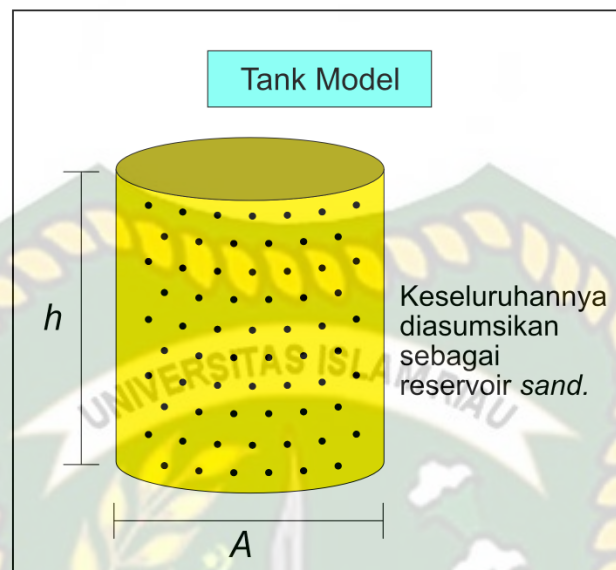


Gambar 4.7 Perbandingan hasil estimasi cadangan minyak menggunakan metode volumetrik dan DCA.

Terdapat selisih volume RR yang cukup jauh di antaranya. Estimasi menggunakan metode volumetrik mendapatkan hasil RR sebesar **25.006.467 STB**, sedangkan estimasi menggunakan metode DCA mendapatkan hasil RR sebesar **9.844.440 STB** dimana selisih perhitungan metode Volumetrik dengan DCA sebesar **15.162.027 STB**.

Penyebab terjadinya selisih hasil perhitungan RR terlampau besar dalam penelitian ini dikarenakan penggunaan asumsi *tank model* yang dipraktikan selama estimasi volumetrik. Menurut pernyataan Odeh (1969), penulis mengambil kesimpulan bahwa *tank model (zero dimensional)* dimana tidak ada variasi angka untuk semua karakteristik reservoir seperti sifat fisik batuan, fluida, tekanan dan parameter-parameter lainnya. Sebaliknya parameter-parameter tersebut diratakan untuk semua posisi reservoir. Atas dasar tersebut, nilai *thickness*, *porosity*

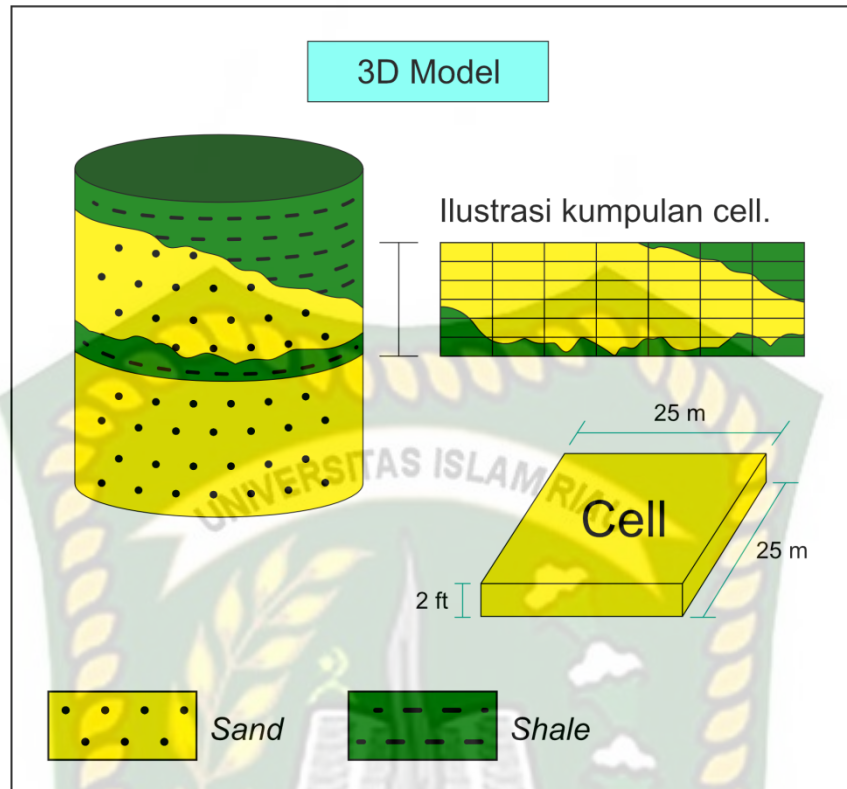
dan luas area dibuat homogen (diambil dari nilai rata-rata) untuk setiap *Flow Unit* rata-rata A, B, C dan D yang ada di UIR SAND (lihat **Gambar 4.8**).



Gambar 4.8 Konsep *Tank Model*.

Sedangkan untuk metode *3D Model* yang PT. Chevron Pacific Indonesia aplikasikan, memiliki karakteristik reservoir seperti sifat fisik batuan, fluida dan parameter-parameter lain yang berbeda-beda sehingga dilakukan pembagian analisis dengan bantuan *cell*. *Cell* disini berfungsi mewakili satu atau beberapa reservoir dengan tujuan meningkatkan ketelitian dalam menganalisis suatu reservoir. Adapun ukuran *cell* yang digunakan adalah; panjang 25m, lebar 25m dan ketebalan lapisan 2ft.

Dalam kondisi aktual, suatu lapisan reservoir umumnya terdapat lebih dari satu jenis litologi batuan. Contoh litologi yang umum terdapat di Lapangan AR adalah litologi *sandstone* dan *shale*. Lapisan reservoir minyak umumnya terdapat pada lapisan litologi *sandstone* yang merupakan *net pay zone*. Dengan penerapan pengukuran *cell* dalam metode *3D Model*, menjadikan estimasi cadangan dapat berfokus pada masing-masing *cell* berdasarkan litologinya. Selain memiliki hasil estimasi yang lebih teliti dan akurat, akan tetapi metode *3D Model* memerlukan waktu estimasi yang lebih lama dibandingkan dengan asumsi *tank model*.



Gambar 4.9 Konsep 3D Model yang diterapkan oleh PT. Chevron Pacific Indonesia.

Secara teknis, estimasi dengan metode volumetrik cenderung lebih besar daripada estimasi menggunakan metode DCA. Karena metode volumetrik pembacaannya tergantung dari kuantitas *flow unit*. Semakin banyak dan seragam pembagian *flow unit*, maka hasil perhitungan akan semakin akurat. Sedangkan untuk metode DCA, murni dari analisis data (*realtime*) riwayat produksi Area. Jadi kesimpulannya metode DCA lebih stabil dan lebih akurat dibandingkan dengan perhitungan volumetrik, karena data volumetrik tergantung pada parameter tertentu. Tingkat akurasi metode DCA yang lebih baik daripada metode volumetrik juga didukung oleh pernyataan dari Mireault dan Dean (2012) di penjelasannya pada BAB II.

Menurut perhitungan yang dilakukan oleh pihak perusahaan, didapat jumlah OOIP untuk reservoir UIR SAND di Area XYZ sebesar **106 MMSTB**. Hasil perhitungan OOIP yang peneliti lakukan adalah **112 MMSTB**. Hasil tersebut dapat dikatakan valid karena hasil perhitungan yang peneliti lakukan tidak melebihi batas 10% dari data real perusahaan.

Estimasi RR secara volumetrik dihitung dengan menggunakan selisih antara parameter S_{oc} dikurangi dengan S_{or} (didapat dari pengukuran saturasi minyak pada zona *steam*). Harga S_{or} rata-rata berada diangka 10%. Data RR perusahaan adalah **9,8 MMSTB** dan data hasil perhitungan RR secara volumetrik yang peneliti lakukan adalah **25 MMSTB**. Untuk perbandingan nilai RR dengan metode DCA baik data perusahaan ataupun data hasil penelitian tidak ada perbedaan, yaitu **9,8 MMSTB**. Untuk perhitungan nilai RF data perusahaan adalah sebesar **65%** dan data hasil penelitian **66,37%**. Sebagai perbandingannya dapat dilihat pada **Tabel 4.7**.

Tabel 4.7 Tabel perbandingan data perusahaan dan data hasil penelitian.

Data	Metode Perhitungan Cadangan			Recovery Factor (RF)
	Volumetrik		DCA	
	OOIP	RR	RR	
Perusahaan	106 MMSTB	9,8 MMSTB	9,8 MMSTB	65%
Hasil Penelitian	112 MMSTB	25 MMSTB	9,8 MMSTB	66,37%

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian pada Reservoir UIR SAND Area XYZ didapatkan informasi baik berupa tabel perhitungan, grafik perbandingan hingga grafik *forecast*. Didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

- a. Interpretasi data log TOW menghasilkan pembagian *Flow Unit* (A, B, C dan D), parameter saturasi minyak (S_{oi} , S_{oc} dan S_{or}) beserta ketebalannya. Nilai S_{oi} dan ketebalan rata-rata yang didapat untuk masing-masing *Flow Unit*; A ($S_{oi} = 0,43$ & $h = 26$ ft), B ($S_{oi} = 0,51$ & $h = 54$ ft), C ($S_{oi} = 0,45$ & $h = 32$ ft) dan D ($S_{oi} = 0,42$ & $h = 29$ ft). Nilai S_{oc} dan ketebalan rata-rata yang didapat untuk masing-masing *Flow Unit*; A ($S_{oc} = 0,23$ & $h = 15$ ft), B ($S_{oc} = 0,23$ & $h = 26$ ft), C ($S_{oc} = 0,26$ & $h = 23$ ft) dan D ($S_{oc} = 0,28$ & $h = 24$ ft). Nilai S_{or} dan ketebalan rata-rata yang didapat untuk masing-masing *Flow Unit*; A ($S_{or} = 0,08$ & $h = 11$ ft), B ($S_{or} = 0,08$ & $h = 28$ ft), C ($S_{or} = 0,08$ & $h = 9$ ft) dan D ($S_{or} = 0,10$ & $h = 5$ ft).
- b. Perhitungan cadangan minyak di Reservoir UIR SAND Area XYZ dengan menggunakan metode volumetrik menghasilkan; OOIP total = 112.184.312 STB, COIP total = 37.727.091 STB, MCOIP total = 25.006.467 STB, N_p total = 74.457.222 dan nilai RF = 66,37%.
- c. Berdasarkan hasil perhitungan *forecast oil rate*, total remaining reserves yang dapat diproduksi di Reservoir UIR SAND sebesar 9.844.440 STB dengan umur produksi selama ± 30 tahun.
- d. Hasil perhitungan RR secara volumetrik adalah 25.006.467 STB dan hasil perhitungan RR dengan metode DCA adalah 9.844.440 STB dengan selisih sebesar 15.162.027 STB. Asumsi *tank model* yang diaplikasikan ke analisis volumetrik menyebabkan perbedaan jumlah RR yang besar.

5.2 SARAN

Berdasarkan kesimpulan pada penelitian ini, saran yang dapat diberikan kepada peneliti berikutnya adalah melakukan evaluasi perhitungan cadangan menggunakan kombinasi metode *material balance* dan simulasi reservoir.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M., Umar, M., & Anilgie, P. (2018) Analisis Potensi Hidrokarbon dan Perhitungan Cadangan Oil Current Lapisan M1 dan M2 pada Formasi W Sumur AP#1 Lapangan Lirik. *Jurnal Mineral, Energi dan Lingkungan*, 2(1), 38.
- Afari et. al. (2015). Assessment of Petroleum Reservoir Recovery Factor Using Complexity Scoring and Artificial Neural Network. *International Journal of Scientific Engineering and Research*, 3(7), 124–129.
- Ahmed, S., Elwegaa, K., & Alhaj, H. (2019). Determination of the Oil Initial in Place , Reserves , and Production Performance of the Safsaf C Oil Reservoir. *The International Journal of Engineering and Science*, 8(2), 86–97.
- Ali, T., Sheng, J., & Watson, M. (2014). *Reserves Estimation in Unconventional Reservoirs Using Production-Divide Model*. Paper presented at the 2010 SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference Denver, Colorado, USA.
- Amin, R. S. (2009). *RST Sigma Log Interpretation*. Tiendeveen, Drenthe, Netherlands.
- Arps, J. J. (1944). Analysis of Decline Curves. *AIME*, 160(1), 228–247.
- Baker, R. O., Yarranton, H. W., & Jensen, J. L. (2015). Openhole Well Logs—Log Interpretation Basics. In *Practical Reservoir Engineering and Characterization* (pp. 297–343). Houston: Gulf Professional Publishing.
- Bei, X., Chen, N., & Zhang, S. (2013). *On the Complexity of Trial and Error*. Paper presented at the 2013 *Symposium on Theory of Computing*, Paolo Alto, California, USA.
- Belyadi, H., Fathi, E., & Belyadi, F. (2017). Decline Curve Analysis. In *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs* (pp. 305–323). Houston: Gulf Professional Publishing.
- Bolboaca, et. al. (2011). Pearson-Fisher Chi-Square Statistic Revisited. *Information*, 2, 528–545.
- Clavier, C., Coates, G., & Dumanoir, J. (1984). Theoretical and Experimental Bases for the Dual-Water Model for Interpretation of 'Shaly Sands. *Society*

of *Petroleum Engineers of AIME*, (April), 153–168.

Galuh Sari, O. (2011). *Penentuan Cadangan Minyak Sisa Dengan Metode Decline Curve Pada Lapisan "D" Formasi "W" Lapangan "T."* Universitas Pembangunan Nasional Veteran.

Hartantyo, E., & Said, L. (2016) Penentuan Isi Awal Minyak di Tempat dengan Metode Volumetrik Dan Material Balance Garis Lurus Havlena-Odeh Dan Perkiraan Produksi Zona ENH PADA Lapangan X. *Jurnal Petro*, 5(April 2016), 11-15.

Hutomo, P., & Yatini. (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.

Johannesen, D. C., & Lyle, J. H. (1990). *The Geology of The Duri Oil Field, Sumatra, Indonesia*. Duri.

Johnson, R. H., & Bollens, A. L. (1927). The Loss Ratio Method of Extrapolating Oil Well Decline Curves. *PETROLEUM ECONOMICS*, 77(1), 771–778.

Meriandriani, Arief, T., & Herlina, W. (2015). Evaluasi Cadangan Minyak Sisa Berdasarkan Decline Curve Dengan Metode Loss Ratio Dan Trial Error & X²- Chisquare Test Pada Lapisan B Pt Pertamina Ep Asset 1 Field Jambi. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, 3(2).

Mireault, R., & Dean, L. (2012). *Reservoir Engineering for Geologists*. Fekete. *Oil and Gas Decline Curves*. July 8, 2020. Rock River Minerals. <http://www.rockriverminerals.com/knowledge-center/oil-and-gas-decline-curves>

Okouma, et. al. (2012). *Practical considerations for decline curve analysis in unconventional reservoirs - Application of recently developed time-rate relations*. Paper presented at the 2012 SPE Hydrocarbon, Economics and Evaluation Symposium, Calgary, Alberta, Canada.

Omoniye, O., & Adeolu, S. (2014). Decline Curve Analysis and Material Balance, as Methods for Estimating Reserves (A Case Study of D4 and E1 Fields). *International Journal of Innovative Research and Development*, 3(11), 207-218.

Operasi Sumatra. July 26, 2019. Chevron Indonesia.

<https://indonesia.chevron.com/our-businesses/sumatra-operations>

- Rahuma, et. al. (2013). Prediction of Reservoir Performance Applying Decline Curve Analysis. *International Journal of Chemical Engineering and Applications*, 4(2), 74–77.
- Rasheed, R., & Kulkarni, P. A. (2016). Reserve Estimation Using Volumetric Method. *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*, 3(10), 1225–1229.
- Ross, J. G., Gaffney, & Cline. (1997). *The Philosophy of Reserve Estimation*. Paper presented at the 1997 SPE Hydrocarbon, Economics and Evaluation Symposium, Dallas, Texas, USA.
- Satter, A., & Iqbal, G. M. (2016). Decline curve analysis for conventional and unconventional reservoirs. In *Reservoir Engineering* (pp. 211–232). Houston: Gulf Professional Publishing.
- Shaibi, et. al. (2014). Mukhaizna Steam Surveillance Logging. Paper Presented at the 2014 *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, Muscat, Oman.
- Terry, R. E., & Rogers, J. B. (2015). *Applied Petroleum Reservoir Engineering* (3rd ed.). Massachusetts: Prentice Hall.
- Ugoni, A., & Walker, B. F. (2014). The Chi Square Test: An Introduction. *COMSIG REVIEW*, 4(November 1995), 61–64.
- What Is Petroleum?* August 26, 2019. American Association of Petroleum Geologists. <https://www.aapg.org/about/petroleum-geology/petroleum-through-time/what-is-petroleum>