

***DECLINE CURVE ANALYSIS: METODE LOSS RATIO  
DAN TRIAL ERROR AND X2 CHI-SQUARE TEST,  
PADA FORMASI KAIS, LAPANGAN “R”, PAPUA BARAT***

***(Decline Curve Analysis: Loss Ratio and Trial Error and X2 Chi-Square  
Test Methods in the Kais Formation, “R” Field, West Papua)***

**Arief Rahman, Wardo Utomo dan Supanca Ade Putri**

Program Studi Teknik Perminyakan, Diploma III Akademi Minyak dan Gas Balongan  
Jl. Soekarno Hatta, Pekandangan, Kabupaten Indramayu, Jawa Barat 45216

E-mail: [arief1rahman@gmail.com](mailto:arief1rahman@gmail.com); [bunk.w.utomo@gmail.com](mailto:bunk.w.utomo@gmail.com); [supancaade@gmail.com](mailto:supancaade@gmail.com)

Teregistrasi I tanggal 17 September 2019; Diterima setelah perbaikan tanggal 21 November 2019;  
Disetujui terbit tanggal: 30 Desember 2019.

**ABSTRAK**

Lapangan “R” merupakan lapangan minyak tua yang teletak di Cekungan Bintuni, Papua Barat, yang ditemukan oleh Nederlandsche Nieuw Guinee Petroleum Maatschappij (NNGPM) pada tahun 1941 dengan kumulatif produksi sebesar 2,1 MMBBL. Lapangan ini memiliki 30 sumur, dengan 12 sumur produksi pada periode tahun 1952 – 1961, dengan reservoir berupa batugamping *platform* yang *tight* pada Formasi Kais. Untuk pengembangan lapangan “R”, dibutuhkan peramalan produksi untuk menghitung keekonomian lapangan. DCA (*Decline Curve Analysis*) dengan metode *Loss Ratio* dan *Trial Error and X2 Chi-square test* dapat menentukan peramalan laju produksi minyak ( $Q_0$ ) dan kumulatif produksi ( $N_p$ ), *Estimate Ultimate Recovery* (EUR), *Recovery Factor* (RF), *Estimate Remaining Reserves* (ERR), dan durasi/waktu pengambilan minyak sisa ( $tl$ ), berdasarkan economic limit per-sumur dilapangan R sebesar 7,4 BOPSD. DCA lapangan “R” dibagi dalam 2 kompartemen, yaitu kompartemen-1 (3 sumur produksi), dan kompartemen-2 (9 sumur produksi), dengan suatu *sealing fault* sebagai pemisahannya. Diketahui nilai volume minyak pada reservoir (OOIP) Kompartemen-1 adalah 2,09 MMSTB, OOIP Kompartemen-2 adalah 51,68 MMSTB. Setelah dilakukan analisis tren pada kurva produksi harian pada tiap kompartemen, didapatkan nilai  $b$  dan  $D_i$ , yang digunakan untuk perhitungan peramalan  $Q_0$  dan  $N_p$ . Hasilnya, pada Kompartemen-1, dengan 1 sumur produksi maka didapat waktu sisa pengambilan sisa = 6,09 bulan atau 0,51 tahun, EUR = 330.357 STB, RF = 15,81%, dan ERR = 27.676 STB. Sedangkan pada kompartemen-2, dengan 6 sumur produksi maka didapat waktu sisa pengambilan sisa = 54,71 bulan atau 4,56 tahun, EUR = 3.347.557 STB, RF = 6,48%, dan ERR = 1.883.712 STB.

**Kata Kunci:** Kompartemen, umur produksi, ERR.

**ABSTRACT**

The “R” field is an old oil field located in the Bintuni Basin, West Papua, which was discovered by Nederlandsche Nieuw Guinee Petroleum Maatschappij (NNGPM) in 1941 with a cumulative production is 2.1 MMBBL. This field has 30 wells, with 12 production wells in the period 1952- 1961, with a reservoir of tight limestone platforms in the Kais Formation. For “R” field development, production forecasting is needed to calculate the economics of the field. DCA (*Decline Curve Analysis*) using *Loss Ratio and Trial Error and X2 Chi-square test methods* can determine oil production rate ( $Q_0$ ) and cumulative production ( $N_p$ ), *Estimate Ultimate Recovery* (EUR), *Recovery Factor* (RF), *Estimate Remaining Reserves* (ERR), and the residual oil extraction ( $tl$ ) duration, based on the per-well economic limit in the field R of 7.4 BOPSD. The DCA field “R” is divided into 2 compartments, namely compartment-1 (3 production wells), and compartment-2 (9 production wells), with a *sealing fault* as the separator. The Original Oil

*In Place (OOIP) Compartment-1 value is 2.09 MMSTB, OOIP of Compartment-2 is 51.68 MMSTB. After analyzing the trends in the daily production curve in each compartment, the values of  $b$  and  $D_i$  are obtained, which are used for forecasting  $Q_o$  and  $N_p$ . The result, in compartment-1, with 1 production well, the remaining retrieval time = 6.09 months or 0.51 year, EUR = 330,357 STB, RF = 15.81%, and ERR = 27,676 STB. While in compartment-2, with 6 production wells, the remaining retrieval time is 54.71 months or 4.56 years, EUR = 3,347,557 STB, RF = 6.48%, and ERR = 1,883,712 STB.*

**Keywords:** *Compartment, production age, ERR.*

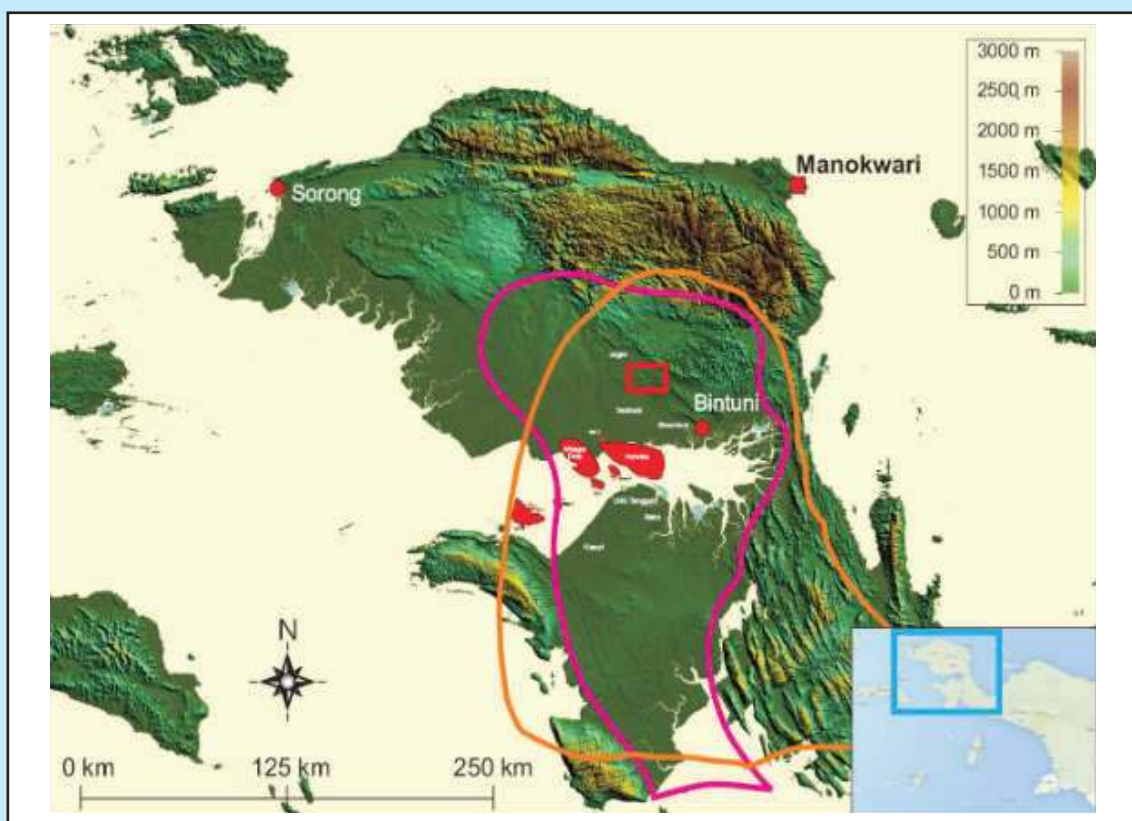
## I. PENDAHULUAN

Salah satu cekungan yang terletak di Pulau Papua adalah Cekungan Bintuni. Menurut peta cekungan Indonesia yang diterbitkan oleh BPMIGAS (Badan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi Indonesia), Cekungan Bintuni diklasifikasikan sebagai cekungan penghasil. Eksplorasi di daerah tersebut pertama kali dicatat pada tahun 1935 di mana Nederlandsch Nieuw Guinea Petroleum Maatschappij NNGPM), sebuah perusahaan patungan antara BPM (Royal Dutch Shell), NKPM (Stanvac Oil Company), dan NPPM (Caltex), diberikan izin khusus untuk melakukan eksplorasi dan produksi selama lima puluh tahun di setengah barat Pulau Papua, di mana, selama waktu

itu, daerah itu berada di bawah administrasi Hindia Belanda. Cekungan ini adalah cekungan foreland utama di Indonesia timur. Itu terletak di bagian barat laut Papua, di bagian yang umumnya disebut sebagai “Kepala Burung,” atau “*Bird’s Head*” dalam bahasa Inggris, atau “*Vogelkop*” dalam bahasa Belanda (Subroto and Benyamin, 2014).

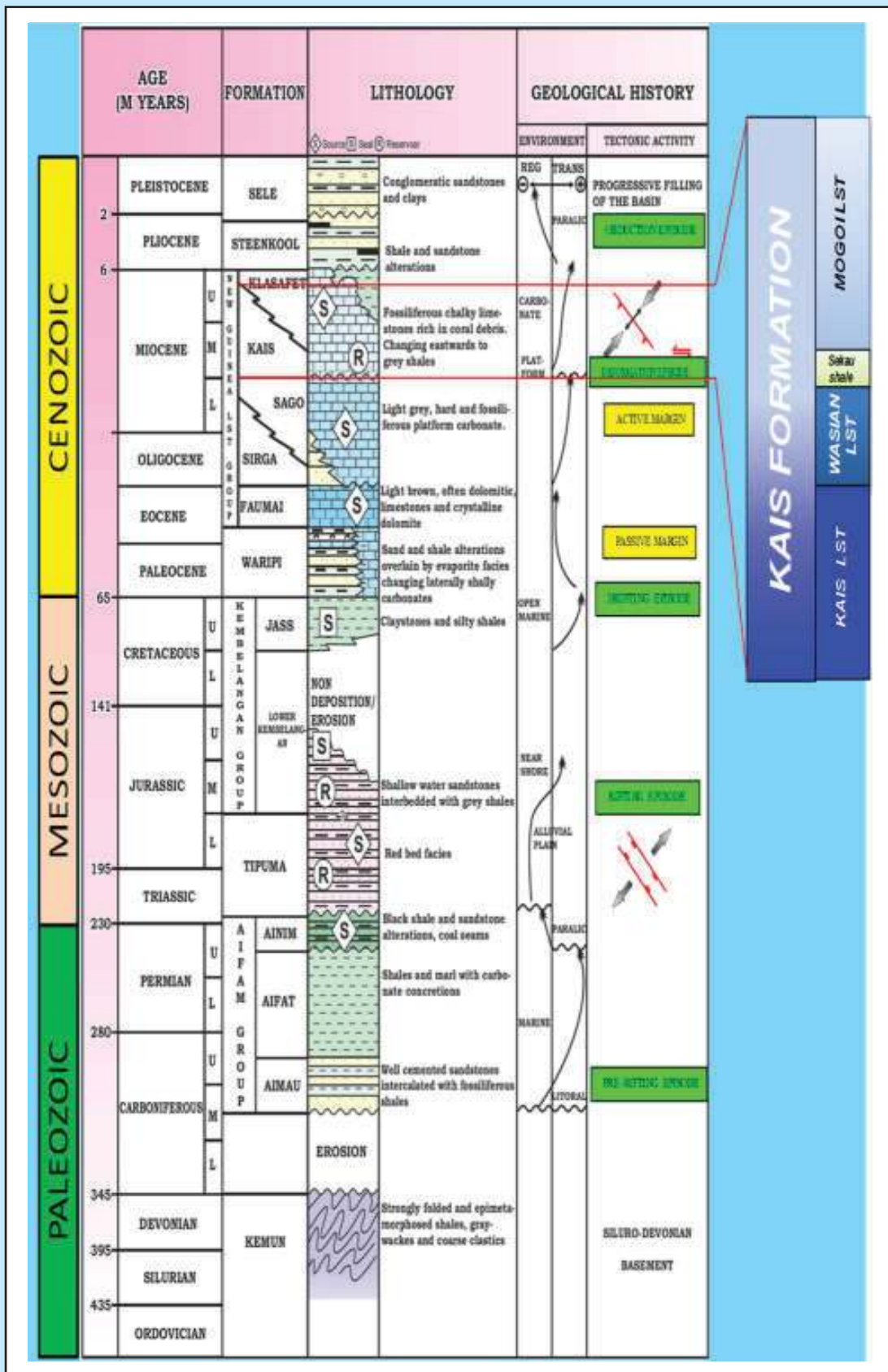
Lokasi lapangan “R” terletak di Papua Barat, termasuk dalam Cekungan Bintuni. Lokasi daerah penelitian sekitar 60 km sebelah utara garis pantai Teluk Bintuni (Gambar 1). Stratigrafi Cekungan Bintuni ditunjukkan pada Gambar 2.

Berdasarkan pada Patra Nusa Data tahun 2006 dan Chevallier dan Bordenave, 1986, dan Pieters



Gambar 1

Lokasi Lapangan “R” (kotak merah), polygon warna ungu dan jingga menunjukkan batas Cekungan Bintuni (sumber dari Peta SRTM Indonesia atau Shuttle Radar Topography Mission, Chevallier dan Bordenave, 1986, Yudanto dan Pasaribu, 2012).



Gambar 2  
Formasi Kais dalam Kolom Stratigrafi Regional Cekungan Bintuni (diperbarui dari Chevallier dan Bordenave, 1986 dalam Patra Nusa Data, 2006).



dkk., 1983 pada Pra-tercier (Mesozoik - Paleozoik) suksesi Cekungan Bintuni dari bawah ke atas berturut-turut Kemum (batuan dasar), Kelompok Aifam (Formasi Aimau, Aifat, Ainim), Formasi Tipuma, Kelompok Kembelangan (Kembelangan Bawah dan Atas atau Jass). Sedangkan suksesi kala Tersier (Kenozoik) dari bawah ke atas berturut-turut Formasi Waripi, Kelompok Batugamping New Guinea (Formasi Faumai, Sirga, Sago, Kais and Klasafet), Formasi Steenkool dan Sele. Studi area adalah batugamping Formasi Kais yang berumur Miosen Tengah – Atas, merupakan batugamping paling atas (muda) dari Kelompok New Guinea. Menurut Utomo, dkk (2015), bahwa batugamping Formasi Kais terdiri atas 3 bagian, Kais Atas, Kais Tengah dan Kais Bawah, masing-masing dipisahkan oleh lempung napalan (*shale break*). Kais Atas, Kais Tengah terbukti sebagai reservoir minyak, sedangkan Kais Bawah berada di bawah dari LKO (*lowest known oil*). Batugamping Formasi Kais tersusun atas sikuen sisipan napal dan batugamping bioklastik. Batugamping tersebut merupakan *low relief carbonate build up* dan karbonat bio-klastik dari rombakan terumbu, hal ini ditunjukkan dari kenampakan dalam seismik. Napal berasosiasi dengan *flooding high stand* saat muka air laut naik. Berdasarkan data conventional core, petrography, electric logs dan mudlog terdapat 4 litofasies yaitu; mudstone, wackestone, packstone dan dolomstone.

Menurut Haris, dkk. (2017), secara umum, pemodelan porositas menunjukkan bahwa orientasi porositas efektif dibatasi secara signifikan oleh model fasies, yang memiliki arah relatif NE-SW. Distribusi porositas efektif untuk lapisan Kais Atas memiliki porositas rata-rata 5,7%, sedangkan lapisan Kais Tengah memiliki porositas rata-rata 6,3%, sedangkan porositas rata-rata *Lower Kais* adalah 7,2%. Menurut Utomo, dkk (2015), bahwa porositas Kais Tengah tersusun atas litofasies wackestone dan packstone. Sedangkan porositas Kais Atas tersusun atas litofasies dominan mudstone dan wackestone, serta minor packstone, yang menyebabkan porositasnya rendah dibanding dengan Kais Tengah.

### A. Pengembangan Lapangan “R”

Lapangan “R” adalah lapangan yang sudah mengalami penurunan kurva laju produksi, dengan data sejarah produksi yang cukup memadai. Untuk pengembangan lapangan tersebut, dibutuhkan peramalan (*forecast*) produksi untuk menghitung

keekonomian lapangan. Menurut F Borns (1963) dalam Rahuma et al (2013), DCA (*Decline Curve Analysis*) atau Analisis Kurva Penurunan adalah metode yang saat ini digunakan untuk estimasi cadangan ketika data produksi historis tersedia dan memadai. Rukmana, dkk (2012), menjelaskan DCA (*Decline Curve Analysis*) adalah salah satu metode untuk memperkirakan jumlah cadangan minyak berdasarkan data produksi setelah selang atau periode waktu tertentu. Syarat utama pemakaian metode ini adalah laju produksi telah menurun yang disebabkan oleh keadaan reservoir bukan karena faktor peralatan produksinya. Sedangkan syarat-syarat penggunaan metode DCA yaitu:

- Jumlah sumur aktif harus konstan.
- Tidak ada perubahan dalam *choke* atau perubahan kapasitas dan metode penunjukan.
- Tidak ada masalah lubang sumur (masalah produksi)
- Tidak ada masalah dengan fasilitas atau gangguan dari permukaan.

Tujuan penelitian ini yaitu menentukan waktu sisa produksi minyak (tl), *Estimate Ultimate Recovery* (EUR), *Recovery Factor* (RF), dan *Estimate Reserved Reserves* (ERR) hingga batas ekonomis.

## II. DATA DAN METODE

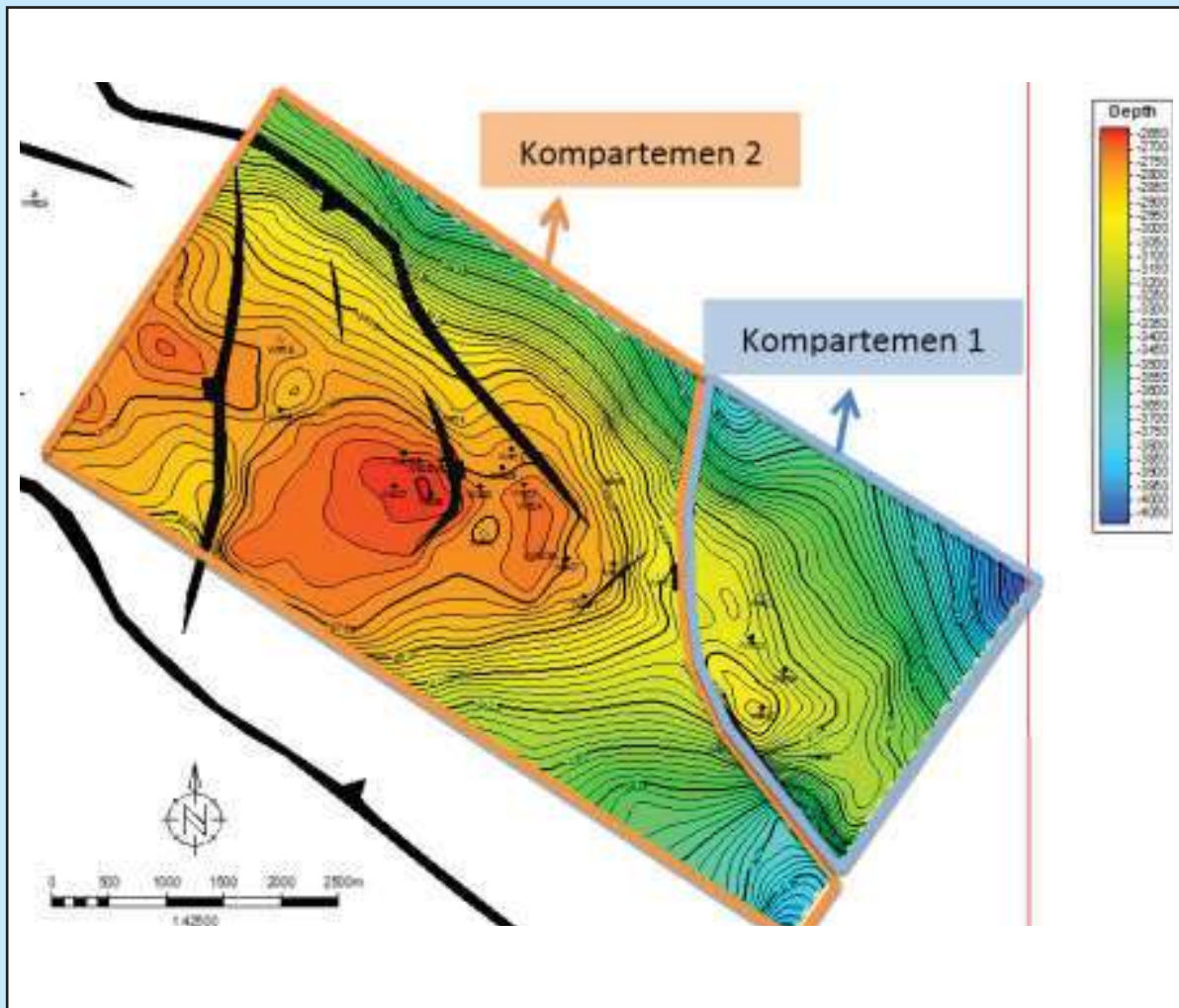
### A. Data

Penelitian ini berdasarkan pada integrasi data meliputi data sumur (las, produksi, informasi perforasi), data seismik dan data yang berasal dari publikasi terdahulu untuk mempermudah pemahaman dari karakteristik *reservoir* batugamping Formasi Kais. Data tersebut dianalisis, digabungkan dan disintesis dalam paper ini.

Berdasarkan interpretasi *sub-surface* di Top Kais pada Lapangan “R” dibagi menjadi 2 kompartemen berdasarkan adanya patahan penyekat (*sealing fault*) diantara dua kompartemen tersebut, yaitu Kompartemen-1, dan Kompartemen-2, ditunjukkan pada peta struktur pada Gambar 3.

Dari 30 total sumur di lapangan “R”, hanya 12 sumur produksi yang terdiri dari 3 sumur pada Kompartemen-1, yaitu R-2, R-4, dan R-13. Sedangkan 9 sumur terdapat pada Kompartemen-2, yaitu: R-1, R-3, R-7, R-13, R-17, R-18, R-19, R-20, R-21.

Data Produksi bulanan yang terdiri dari: nama sumur, nama bulan, jumlah hari produksi, laju



**Gambar 3**  
**Peta Struktur Lapangan “R” menunjukkan Kompertemen 1 (polygon biru) dan Kompertemen 2 (polygon jingga).**

produksi fluida (liquid, minyak, gas, dan air). Rentang produksi minyak di lapangan “R” secara keseluruhan yaitu Januari 1952 hingga Maret 1961.

Selain itu, terdapat data data volume minyak awal reservoir / *Original Oil in Place* (OOIP) dan produksi minyak kumulatif ( $N_p$ ) dalam satuan *Stock Tank Barrel* (STB), yaitu:

- Kompertemen-1;

OOIP = 2.089.786,46 STB, dan  $N_p$  = 302.680,49 STB

- Kompertemen-2;

OOIP = 51.684.474,94 STB, dan  $N_p$  = 1.463.845,47 STB

**Tabel 1**  
**Data Economic Limit Rate**

Data Economic Limit Rate		
Production Cost Total	535135	\$/Year
Working Interest	100	%
Royalty Interest	19	%
Tax	36	%
IPC	65	\$/bbl
Nilai Tukar Rupiah untuk 1 US\$	13500	Rupiah
Jumlah sumur 1 tahun terakhir	6	sumur
NRI	81	%

Batas ekonomis produksi minyak ( $Q_0$  limit) adalah 7,4 BOPSD per sumur untuk semua area lapangan “R”, berawal dari Tabel 1, yang diperoleh dari perusahaan, berikut ini:

Dari tabel diatas didapat nilai-nilai parameter tambahan yang dibutuhkan untuk menghitung  $Q_{limit}$ , diantaranya *Production Cost Total* dalam Rupiah per tahun, IPC per sumur per tahun, dan per bulan, dan harga minyak per bbl dalam Rupiah, seperti ditulis pada Tabel 2.

Dari dua tabel tersebut, kemudian di hitung  $Q_{t\ limit}$  untuk satuan per bulan (BPOM), sebagai berikut:

$$Q_{t\ limit} =$$

(Biaya IPC persumur dalam 1 bulan \* presentase

*working interest*) / ((1-Tax) \* (harga minyak 1

bbl) \* (NRI))

$$Q_{t\ limit} = (100.337.813 \text{ Rp/month} * 100\%) / ((1-36\%) *$$

$$877.500 \text{ Rp/bbl} * 81\%)$$

$$Q_{t\ limit} = 220,6 \text{ BOPM}$$

Jika dilakukan rata-rata perhari dengan asumsi 1 bulan adalah 30 hari, maka

$$Q_{t\ limit} = 7,4 \text{ BOPSD}$$

Harga  $Q_{limit}$  tersebut adalah harga yang digunakan oleh perusahaan.

### B. Metode

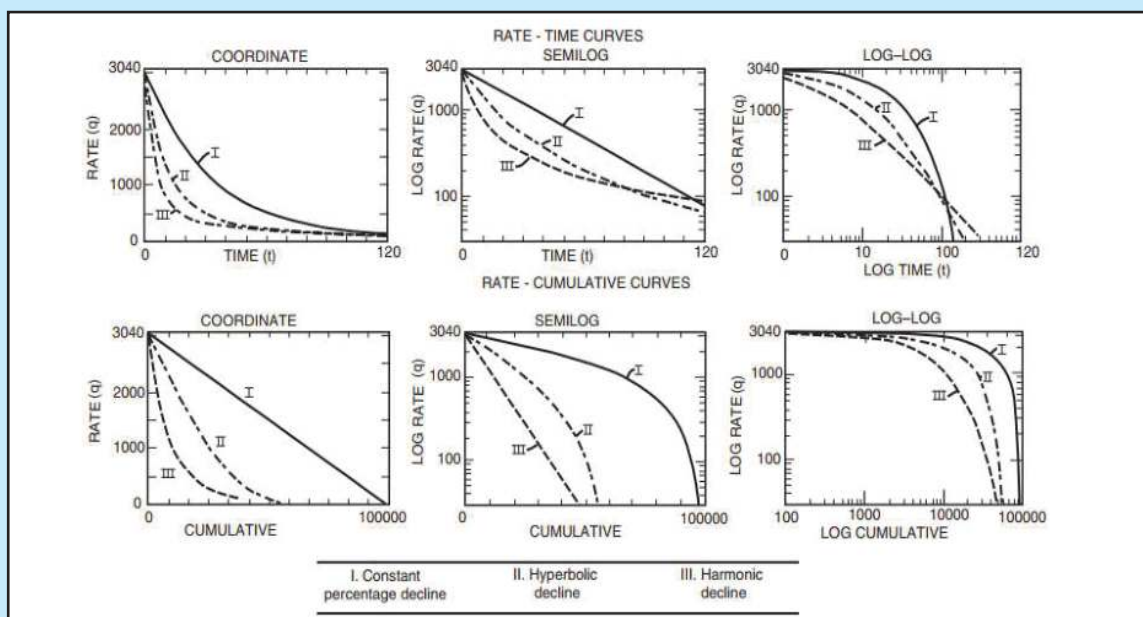
Arps (1945) dalam Ahmad dan Paul (2000), mengusulkan bahwa “kelengkungan” dalam laju produksi versus kurva waktu dapat diekspresikan secara matematis oleh satu kelompok persamaan hiperbolik. Arps mengenali tiga jenis perilaku penurunan tingkat berikut:

- *Exponential decline*;
- *Harmonic decline*; dan
- *Hyperbolic decline*

Perbedaan karakter kelengkungan dari kurva *decline* tersebut digambarkan dalam beberapa kondisi grafik seperti ditunjukkan pada Gambar 4. Smith et al (1992) dalam Meriandriani, dkk (2015), menjelaskan tiga tipe kurva *decline* tersebut:

**Tabel 2**  
**Data economic limit rate**

<b>Production Cost Total</b>	<b>7,224,322,500</b>
Biaya IPC per sumur dalam 1 tahun	1,204,053,750
Biaya IPC per sumur dalam 1 bulan	100,337,813
Harga minyak 1 bbl	877,500



**Gambar 4**  
**Tipe Dasar dari Decline Curve (Ahmed dan Paul, 2005).**

### 1. Exponential decline

*Exponential decline* disebut juga dengan *Geometric decline*, *Semilog decline* atau *Constant Percentage decline* mempunyai ciri khas penurunan produksi pada suatu interval waktu tertentu sebanding dengan laju produksinya (konstan).

### 2. Hyperbolic Decline

*Hyperbolic decline* adalah tipe kurva dimana harga *loss ratio* (a) mengikuti deret hitung, sehingga turunan pertama *loss ratio* terhadap waktu yaitu eksponen *decline* (b) mempunyai harga konstan atau relatif konstan.

### 3. Harmonic Decline

*Harmonic decline* merupakan dimana harga eksponen *decline* sama dengan satu (b=1).

Karakter "kelengkungan" dipengaruhi oleh nilai b (eksponen kurva penurunan atau *decline curve exponent*), dan Di (laju penurunan atau *decline rate*). Dengan diketahui nilai b dan Di, maka akan dapat diketahui peramalan (forecast) laju produksi minyak (Qo) terhadap waktu berdasarkan tipe kurva *decline*-nya (Arps (1945) dalam Ahmad dan Paul (2000)), seperti ditunjukkan pada Tabel 3.

Selain itu, ditentukan peramalan nilai kumulatif produksi minyak terhadap waktu berdasarkan tipe kurva *decline*-nya, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.

Nilai b dan Di tersebut dilakukan analisis dengan menggunakan metode *Loss Ratio*, dan *Trial Error and X2 Chi-square Test*. Menurut Rukmana, dkk (2012), *Loss Ratio* didefinisikan sebagai laju produksi pada akhir periode waktu produksi dibagi dengan kehilangan produksi (*loss*) selama periode tersebut ( $q/(dq/dt)$ ), yaitu merupakan kebalikan dari *decline rate* dan disajikan dalam bentuk tabulasi untuk keperluan ekstrapolasi dan identifikasi daripada jenis *decline curve*. Sedangkan metode *Trial Error and X2 Chi-square Test* yaitu memperkirakan harga Q pada asumsi berbagai macam harga b (b = 0 s.d 1), dan kemudian menentukan selisih terkecil dari Q aktual dengan Q *forecast* / peramalan yang sudah dihitung sebelumnya. Tahapan perhitungan dan analisis penelitian ini diadopsi dari Rukmana, dkk (2012), yang dilakukan terhadap masing-masing kompartemen, yaitu:

- Penyatuan kumulatif produksi bulanan dari per sumur menjadi per kompartemen.
- Alokasi, atau konversi produksi bulanan menjadi harian, lalu dibuat grafik laju produksi (Q) secara logaritmik dengan waktu produksi (t).
- Analisis tren sesuai ketentuan penggunaan DCA
- Menentukan nilai b dan Di menggunakan metode *Loss Ratio*.
- Menentukan nilai b dan Di menggunakan metode *Trial Error and X2 Chi-square Test*, dilihat dari nilai jumlah X2 terendah.
- Menentukan waktu sisa produksi minyak (tl), EUR, RF, dan ERR hingga batas ekonomis (Qt limit = 7,4 BOPSD per sumur), dengan rumus sebagai berikut:

$$t_l = (\ln(Q_i/Q_t \text{ limit})) / D \text{ (bulan)}$$

$$EUR = N_p + N_p \text{ pada } Q_t \text{ limit (STB)}$$

$$RF = (EUR/OOIP) * 100\% (\%)$$

$$ERR = EUR - N_p \text{ (STB)}$$

Penyajian dan pengolahan penelitian ini menggunakan perangkat lunak Ms. Excel.

**Tabel 3**  
Tipe kurva *Decline*, nilai b, dan hubungan laju produksi dan waktu produksi (Ahmad & Paul, 2000)

Tipe kurva Decline	b	Hubungan Laju dan Waktu Produksi
Exponential	b = 0	$Q_t = Q_i \exp(-Dit)$
Hyperbolic	$0 < b < 1$	$Q_t = Q_i / (1 + bDit)^{1/b}$
Harmonic	b = 1	$Q_t = Q_i / (1 + Dit)$

**Tabel 4**  
Tipe kurva *decline*, dan kumulatif produksi dan waktu produksi (modifikasi dari Ahmad & Paul, 2000)

Tipe Kurva Decline	Hubungan Kumulatif Produksi dan Waktu Produksi
Exponential (b = 0)	$N_p(t) = (1/Di) * (Q_i - Q_t)$
Hyperbolic ( $0 < b < 1$ )	$N_p(t) = (Q_i / (Di(1-b))) * (1 - (Q_t/Q_i)^{1-b})$
Harmonic (b=1)	$N_p(t) = (Q_i/Di) \ln(Q_i/Q_t)$



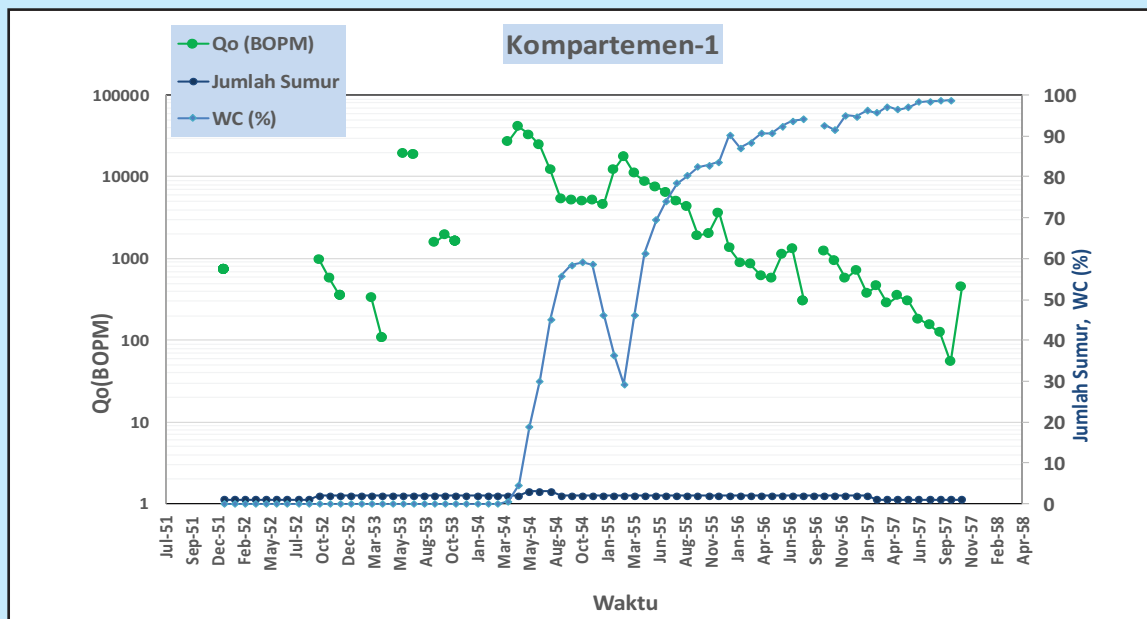
### III. HASIL DAN DISKUSI

#### A. Laju dan Kumulatif Produksi Minyak

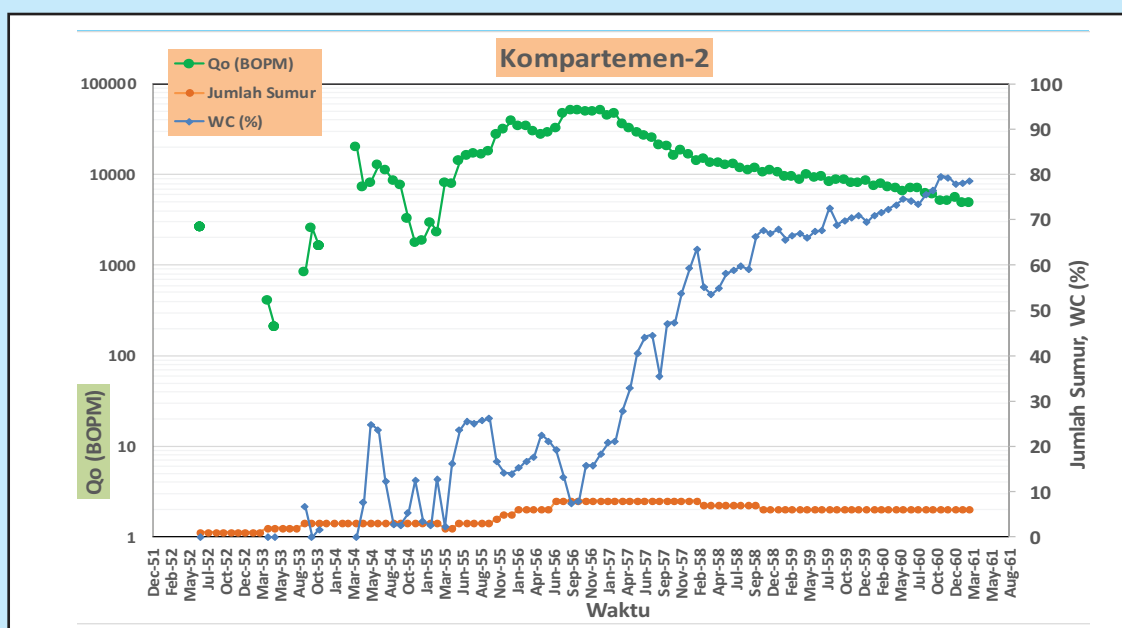
Rentang produksi minyak lapangan “R” memiliki periode yang tidak sepenuhnya sama tiap kompartemennya, dimana Kompartemen-1 yaitu Januari 1952 – November 1957, sedangkan Kompartemen-2 yaitu Juli 1952 – Maret 1961. Grafik laju produksi minyak (Qo) bulanan pada

Kompartemen-1 ditunjukkan pada Gambar 5, dan Kompartemen-2. Pada Gambar 6.

Grafik laju produksi minyak bulanan dalam satuan BOPM (*Barrell Oil per Month*) ini selanjutnya dikonversi menjadi laju produksi minyak harian dalam satuan BOPSD (*Barrell Oil per Stream Day*), disebabkan produksi minyak tiap sumur tidak selalu penuh selama setiap per-bulannya.



Gambar 5  
Grafik Laju Produksi Minyak (Qo) Bulanan Kompartemen-1.



Gambar 6  
Grafik Laju Produksi Minyak (Qo) Bulanan Kompartemen-2.



### B. Analisis Tren Kurva Decline

Analisis atau pemilihan kurva *decline* dilakukan pada grafik laju produksi harian (logaritmik) dengan waktu, dan dilakukan sesuai empat syarat-syarat penggunaan metode DCA yang sudah ditulis sebelumnya.

Pada Kompartemen-1, analisis/pemilihan dipilih pada periode April –September 1955 seperti ditunjukkan pada Gambar 7, dengan pertimbangan jumlah sumur produksi tetap (2 sumur), *choke* konstan, tren kurva *decline* mirip dengan kemiringan kurva setelahnya, namun pada periode ini memiliki waktu lebih stabil slebih lama yaitu elama 6 bulan, dibanding tren *decline* lainnya.

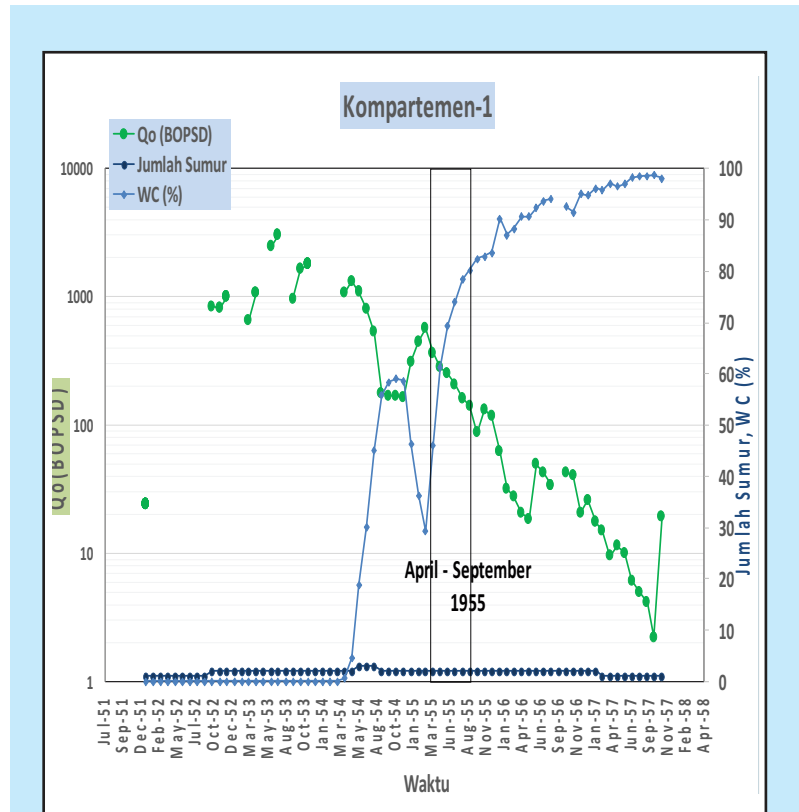
Sedangkan pada Kompartemen-2 memiliki rentang penurunan kurva produksi menurun selama 29 bulan terakhir dengan 6 sumur, yaitu pada periode Oktober 1958 hingga Maret 1961, ditunjukkan pada Gambar 8.

### C. Metode Loss Ratio

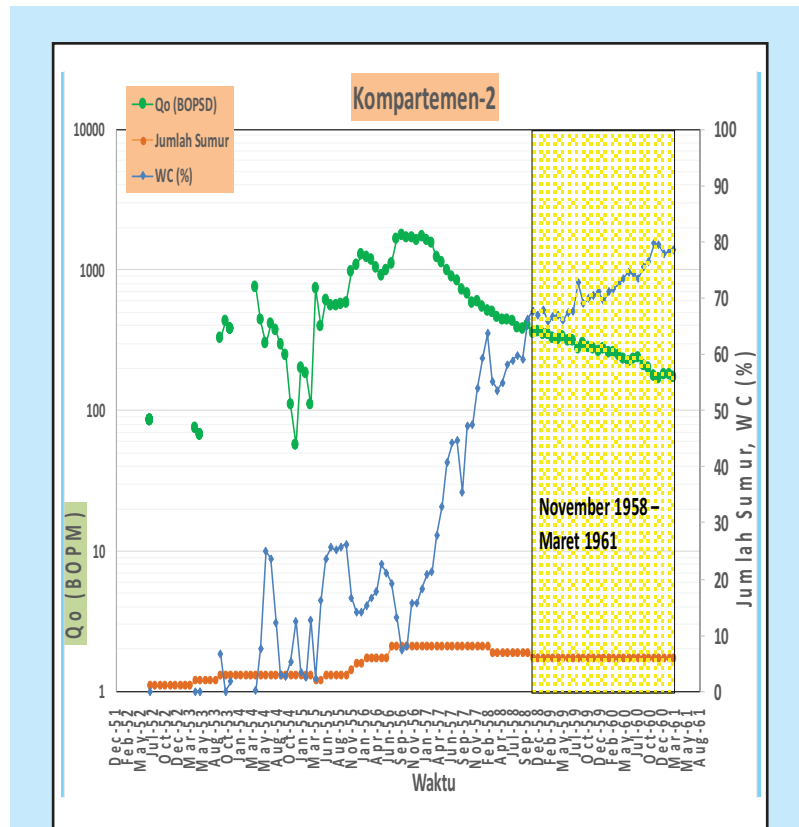
Metode *Loss Ratio* dilakukan pada periode produksi berdasarkan pemilihan/analisis tren sebelumnya. Pada Kompartemen-1, hasil perhitungannya ditunjukkan pada Tabel 5. Selama periode produksi April –September 1955, didapatkan nilai eksponen decline atau  $b = 2,36$ ,

Pada Kompartemen-2, hasil perhitungannya ditunjukkan pada Tabel 6. Selama periode produksi Oktober 1958 – Maret 1961 didapatkan nilai eksponen decline atau  $b = 3,66$ .

Jika melihat nilai  $b$  yang didapatkan pada kedua kompartemen tersebut, dapat diputuskan bahwa nilai  $b$  tidak bisa ditentukan sebagai tipe kurva eksponensial, *hyperbolic*, ataupun *harmonic*, karena memiliki nilai diluar nilai 0 s.d 1.



Gambar 7 Analisis tren kurva *decline* di Kompartemen-1.



Gambar 8 Analisis tren kurva *decline* di Kompartemen-2.

**Tabel 5**  
**Tabulasi metode Loss Ratio pada Kompartemen-1**

t	Bulan - Tahun	Q	dt	dQ	D = -(dQ/dt)/Q	a = - Qo/(dQ/dt)	da	b = -da/dt
		BOPSD	Bulan	BOPSD				
1	Apr-55	365,809	1					
2	Mei-55	282,813	1	83,00	-0,23	-4,41		
3	Jun-55	252,385	1	30,43	-0,08	-12,02	7,61	-7,61
4	Jul-55	207,946	1	44,44	-0,12	-8,23	-3,79	3,79
5	Agust-55	161,544	1	46,40	-0,13	-7,88	-0,35	0,35
6	Sep-55	141,812	1	19,73	-0,05	-18,54	10,66	-10,66
					ΣD	-0,61	Σb	-14,13
					D	0,10	b	2,36

#### D. Metode Trial Error and X2 Chi-square Test

Rentang produksi minyak tiap kompartemen seperti halnya pada metode Loss Ratio digunakan juga untuk metode ini, yaitu pada Kompartemen-1 pada periode produksi April - September 1955, dan pada Kompartemen-1 pada periode produksi Oktober 1958 - Maret 1961. Tabulasi lengkap hasil perhitungan Metode Trial Error and X2 Chi-square Test per kompartemen dapat dilihat pada Tabel 7 dan Tabel 8

Hasilnya, pada Kompartemen-1, jumlah nilai X2 terendah yaitu 13,83 didapat pada nilai  $b = 0$ , dengan  $D_i = 0,158$ .

Sedangkan pada Kompartemen-2, jumlah nilai X2 terendah yaitu 40,22 didapat pada nilai  $b = 0$ , dengan  $D_i = 0,025$ . Dengan demikian dapat disimpulkan bahwa kedua Kompartemen tersebut memiliki karakter kurva eksponensial, yaitu sama-sama bernilai  $b = 0$ .

#### 1. Data Aktual

Peramalan (*forecast*) dihitung menggunakan data data Kompartemen-1 yang sudah diketahui dari perusahaan, yaitu:

$$OOIP = 2.089.786,46 \text{ STB}$$

$$N_p = 302.680,49 \text{ STB}$$

$$\text{Sumur Aktif} = 1 \text{ Sumur}$$

$$Q_t \text{ limit per sumur} = 7,4 \text{ BOPSD}$$

$$Q_t \text{ limit} = 7,4 \text{ BOPSD}$$

Data laju alir terakhir pada bulan September 1955, yaitu:

$$Q_i = 457,26 \text{ BOPM}$$

$$= 19 \text{ BOPSD}$$

Serta data hasil analisis dari metode Trial Error and X2 Chi-square Test pada Kompartemen-1, seperti ditunjukkan Tabel-7, yaitu  $b$  dan  $D_i$ .  $b$  (eksponensial) = 0  
 $D_i = 0,1579$

Data Peramalan (*Forecast*) Langkah pertama adalah membuat table peramalan (*Forecast*) laju produksi minyak dan kumulatif produksinya ( $Q_t$  dan  $N_{pt}$ ) tiap bulannya menggunakan rumus pada tren kurva eksponensial diambil dari Rukmana, dkk (2012), yaitu:

$$Q_t \text{ (eksponensial)} = Q_o * \text{EXP}(-D_i * t)$$

$$N_{pt} \text{ (eksponensial)} = (1/D_i) * (Q_i - Q_t) * 365$$

$$N_p \text{ pada } Q_t \text{ limit (7,4 BOPD)}$$

$$= (1/D_i) * (Q_i - Q_t \text{ limit}) * 365$$

$$= 27.676 \text{ STB}$$

Durasi/Waktu pengambilan minyak sisa ( $t_l$  atau  $t$  limit)

$$t_l \text{ (eksponensial)} = (\ln(Q_i / Q_t \text{ limit})) / D_i$$

$$= 6,09 \text{ bulan}$$

$$= 0,51 \text{ tahun}$$

Hasil perhitungan  $Q_t$  dan  $N_{pt}$  (eksponensial),  $N_p$  pada  $Q_t$  limit, dan  $t_l$  pada Kompartemen-1,

**Tabel 6**  
Tabulasi metode *Loss Ratio* pada Kompartemen-2

t	Bulan - Tahun	Q	dt	dQ	D = -(dQ/dt)/Q	a = -Qo/(dQ/dt)	da	b = -da/dt
		BOPSD	Bulan	BOPSD				
1	Nop-58	353,6	1					
2	Des-58	362,7	1	-9,09	0,03	38,90		
3	Jan-59	345,1	1	17,62	-0,05	-20,07	58,97	-58,97
4	Feb-59	344,1	1	0,96	0,00	-369,41	349,34	-349,34
5	Mar-59	325,2	1	18,93	-0,05	-18,68	-350,73	350,73
6	Apr-59	318,8	1	6,43	-0,02	-54,96	36,28	-36,28
7	Mei-59	330,5	1	-11,78	0,03	30,02	-84,98	84,98
8	Jun-59	314,2	1	16,37	-0,05	-21,61	51,63	-51,63
9	Jul-59	308,9	1	5,24	-0,01	-67,49	45,88	-45,88
10	Agust-59	273,3	1	35,65	-0,10	-9,92	-57,57	57,57
11	Sep-59	297,9	1	-24,59	0,07	14,38	-24,30	24,30
12	Okt-59	281,0	1	16,84	-0,05	-21,00	35,38	-35,38
13	Nop-59	271,9	1	9,16	-0,03	-38,62	17,62	-17,62
14	Des-59	261,4	1	10,47	-0,03	-33,79	-4,83	4,83
15	Jan-60	275,8	1	-14,37	0,04	24,61	-58,40	58,40
16	Feb-60	258,2	1	17,56	-0,05	-20,13	44,74	-44,74
17	Mar-60	255,5	1	2,77	-0,01	-127,57	107,44	-107,44
18	Apr-60	245,6	1	9,80	-0,03	-36,08	-91,50	91,50
19	Mei-60	231,9	1	13,77	-0,04	-25,68	-10,39	10,39
20	Jun-60	219,0	1	12,86	-0,04	-27,50	1,82	-1,82
21	Jul-60	229,9	1	-10,89	0,03	32,49	-59,98	59,98
22	Agust-60	234,3	1	-4,39	0,01	80,62	-48,13	48,13
23	Sep-60	209,1	1	25,21	-0,07	-14,03	94,65	-94,65
24	Okt-60	198,5	1	10,62	-0,03	-33,31	19,28	-19,28
25	Nop-60	173,5	1	24,95	-0,07	-14,17	-19,14	19,14
26	Des-60	168,5	1	5,04	-0,01	-70,17	56,00	-56,00
27	Jan-61	179,9	1	-11,37	0,03	31,09	-101,26	101,26
28	Feb-61	177,6	1	2,26	-0,01	-156,23	187,32	-187,32
29	Mar-61	172,3	1	5,26	-0,01	-67,18	-89,04	89,04
					ΣD	-0,51	Σb	-106,09
					D	0,02	b	3,66

dapat dilihat dalam Tabel 9 yang mana sudah sesuai dengan hasil perhitungan  $N_p$  pada  $Q_t$  limit, dan  $t_l$  (eksponensial).

Dari Tabel 9 diatas, dapat diartikan bahwa apabila produksi pada Kompartemen-1 ini diaktifkan, maka akan berakhir pada bulan ke-6, atau bulan Mei 1958 seandainya produksi dilanjutkan sejak berakhirnya produksi yaitu pada November 1957

saat itu. Secara grafis peramalan Laju Alir ( $Q_o$  forecast) dan Kumulatif Produksi ( $N_p$  forecast) pada Kompartemen-1, ditampilkan dalam Gambar 8 dan Gambar 9.

Selanjutnya, dihitung EUR, RF, dan ERR yang juga diambil dari Rukmana, dkk (2012), berdasarkan data-data diatas.

EUR dari  $N_p$  pada  $Q_t$  limit (7,4 BOPD)

=  $N_{pt} + N_p$  pada  $Q_t$  limit

= 330.357 STB

RF = (EUR/OOIP)\*100%

= 15,81%

ERR = EUR -  $N_p$

= 27.676 STB

= 27,6 MSTB

**E. Peramalan (forecast)  
Kopartemen-2**

**1. Data Aktual**

Seperti halnya pada Kopartemen-1 peramalan (forecast) pada Kopartemen-2 dihitung menggunakan data-data yang sudah diketahui dari perusahaan, yaitu:

OOIP = 51.684.474,94 STB

$N_p$  = 1.463.845,47 STB

Sumur Aktif = 6 Sumur

$Q_t$  limit per sumur = 7,4 BOPSD

$Q_t$  limit = 44,4 BOPSD

Data laju alir terakhir pada bulan Maret 1961, yaitu:

$Q_i$  = 4.880,18 BOPM

= 172 BOPSD

Serta data hasil analisis dari metode Trial Error and X2 Chi-square Test pada Kopartemen-1, seperti ditunjukkan Tabel 8, yaitu b dan Di.

b (eksponensial) = 0

Di = 0,0248

**2. Data Peramalan (Forecast)**

Seperti halnya Kopartemen-1, langkah pertama adalah membuat tabel peramalan (Forecast) laju produksi minyak dan kumulatif produksinya ( $Q_t$  dan  $N_{pt}$ ) tiap bulannya menggunakan rumus pada tren kurva eksponensial diambil dari Rukmana, dkk (2012), yaitu:

$Q_t$  (eksponensial) =  $Q_o * EXP(-D_i * t)$

$N_{pt}$  (eksponensial) =  $(1/D_i) * (Q_i - Q_t) * 365$

$N_p$  pada  $Q_t$  limit (44,4 BOPD)

=  $(1/D_i) * (Q_i - Q_t \text{ limit}) * 365$

= 27,676 STB

**Tabel 7**  
**Tabulasi metode Trial Error and X2 Chi-square Test pada Kopartemen-1**

Bulan- t	b = 0		b = 0.1		b = 0.2		b = 0.3		b = 0.4		b = 0.5		b = 0.6		b = 0.7		b = 0.8		b = 0.9		b = 1				
	Di = 0.158	Di = 0.166	Di = 0.174	Di = 0.183	Di = 0.192	Di = 0.202	Di = 0.213	Di = 0.224	Di = 0.236	Di = 0.249	Di = 0.263	Di = 0.236	Di = 0.249	Di = 0.263	Di = 0.236	Di = 0.249	Di = 0.263	Di = 0.236	Di = 0.249	Di = 0.263	Di = 0.236	Di = 0.249	Di = 0.263		
Aktual	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	$Q_o$ (BOPSD)	
1 Apr-55	312,37	9,14	310,38	9,9	308,33	10,71	306,21	11,6	304,02	12,56	301,76	13,59	299,44	14,71	297,06	15,91	294,62	17,2	292,12	18,59	289,58	20,07	289,58	20,07	289,58
2 Mei-55	282,81	266,73	0,97	264,06	1,33	261,36	1,76	258,64	2,26	255,91	2,83	253,18	3,47	250,44	4,18	247,71	4,97	245	5,84	242,31	6,77	239,64	7,78	239,64	7,78
3 Jun-55	252,38	227,76	2,66	225,22	3,28	222,71	3,95	220,25	4,69	217,82	5,48	215,44	6,33	213,12	7,23	210,85	8,18	208,63	9,17	206,48	10,21	204,39	11,27	204,39	11,27
4 Jul-55	207,95	194,49	0,93	192,58	1,23	190,73	1,55	188,94	1,91	187,22	2,29	185,56	2,7	183,96	3,13	182,42	3,57	180,95	4,03	179,54	4,5	178,18	4,97	178,18	4,97
5 Agust-55	161,54	166,07	0,12	165,06	0,08	164,1	0,04	163,19	0,02	162,31	0,00	161,49	0,00	160,70	0,00	159,95	0,02	159,24	0,03	158,57	0,06	157,93	0,08	157,93	0,08
6 Sep-55	141,81	141,81	0,00	141,81	0,00	141,81	0,00	141,81	0,00	141,81	0,00	141,81	0,00	141,81	0,00	141,81	0,00	141,81	0,00	141,81	0,00	141,81	0,00	141,81	0,00
Jumlah	13,8	15,8	18,02	20,5	23,17	26,097	29,26	32,65	36,3	40,11	44,17	36,3	40,11	44,17	36,3	40,11	44,17	36,3	40,11	44,17	36,3	40,11	44,17	36,3	40,11



Tabel 8  
Tabulasi metode Trial Error and X2 Chi-square Test pada Kompartemen-2 Peramalan (forecast) Kompartemen-1

t	Bulan-Tahun	Aktual	b=0		b=0.1		b=0.2		b=0.3		b=0.4		b=0.5		b=0.6		b=0.7		b=0.8		b=0.9		b=1											
			Qo (BOPSD)	X <sup>2</sup> (BOPSD)	DI = 0.025	Qo (BOPSD)	X <sup>2</sup> (BOPSD)	DI = 0.026	Qo (BOPSD)	X <sup>2</sup> (BOPSD)	DI = 0.027	Qo (BOPSD)	X <sup>2</sup> (BOPSD)	DI = 0.028	Qo (BOPSD)	X <sup>2</sup> (BOPSD)	DI = 0.029	Qo (BOPSD)	X <sup>2</sup> (BOPSD)	DI = 0.0298	Qo (BOPSD)	X <sup>2</sup> (BOPSD)	DI = 0.031	Qo (BOPSD)	X <sup>2</sup> (BOPSD)	DI = 0.032	Qo (BOPSD)	X <sup>2</sup> (BOPSD)	DI = 0.034	Qo (BOPSD)	X <sup>2</sup> (BOPSD)	DI = 0.035	Qo (BOPSD)	X <sup>2</sup> (BOPSD)
1	Nop-58	353,62	344,97	0,22	344,66	0,23	344,35	0,25	344,01	0,27	343,67	0,29	343,31	0,31	342,93	0,33	342,536	0,359	342,12	0,39	341,69	0,42	341,24	0,45										
2	Des-58	362,71	336,52	2,04	335,95	2,13	335,36	2,23	334,74	2,34	334,10	2,45	333,44	2,57	332,74	2,70	332,026	2,836	331,28	2,98	330,51	3,14	329,70	3,31										
3	Jan-59	345,09	328,28	0,86	327,48	0,95	326,65	1,04	325,79	1,14	324,90	1,25	323,98	1,38	323,03	1,51	322,052	1,649	321,04	1,80	319,99	1,97	318,92	2,15										
4	Feb-59	344,14	320,24	1,78	319,24	1,94	318,21	2,11	317,15	2,30	316,06	2,49	314,93	2,71	313,77	2,94	312,578	3,186	311,35	3,45	310,10	3,74	308,81	4,04										
5	Mar-59	325,20	312,40	0,52	311,24	0,63	310,04	0,74	308,80	0,87	307,54	1,01	306,25	1,17	304,92	1,35	303,568	1,542	302,18	1,75	300,77	1,98	299,33	2,24										
6	Apr-59	318,77	304,75	0,64	303,45	0,77	302,11	0,92	300,74	1,08	299,35	1,26	297,92	1,46	296,47	1,68	294,99	1,917	293,49	2,18	291,96	2,46	290,41	2,77										
7	Mei-59	330,55	297,29	3,72	295,87	4,06	294,43	4,43	292,95	4,83	291,45	5,24	289,93	5,69	288,38	6,17	286,817	6,668	285,23	7,20	283,63	7,76	282,01	8,35										
8	Jun-59	314,18	290,01	2,01	288,51	2,28	286,97	2,58	285,42	2,9	283,85	3,24	282,25	3,61	280,64	4,01	279,021	4,431	277,38	4,88	275,74	5,36	274,08	5,87										
9	Jul-59	308,94	282,91	2,39	281,34	2,71	279,75	3,05	278,14	3,41	276,52	3,8	274,88	4,22	273,23	4,67	271,579	5,14	269,92	5,64	268,25	6,17	266,58	6,73										
10	Aug-59	273,29	275,99	0,03	274,37	0,00	272,74	0,00	271,1	0,02	269,45	0,05	267,79	0,11	266,13	0,19	264,468	0,294	262,8	0,42	261,14	0,56	259,49	0,73										
11	Sep-59	297,88	269,23	3,05	267,59	3,43	265,94	3,84	264,29	4,27	262,63	4,73	260,97	5,22	259,32	5,73	257,667	6,275	256,02	6,84	254,39	7,44	252,76	8,05										
12	Okt-59	281,04	262,64	1,29	260,99	1,54	259,34	1,81	257,7	2,11	256,05	2,44	254,41	2,79	252,78	3,16	251,159	3,555	249,55	3,97	247,95	4,42	246,37	4,88										
13	Nop-59	271,88	256,21	0,96	254,57	1,18	252,94	1,42	251,32	1,68	249,7	1,97	248,1	2,28	246,50	2,61	244,926	2,967	243,36	3,34	241,82	3,74	240,30	4,15										
14	Des-59	261,42	249,94	0,53	248,33	0,69	246,73	0,87	245,14	1,08	243,57	1,31	242,01	1,56	240,47	1,82	238,951	2,112	237,45	2,42	235,97	2,74	234,52	3,09										
15	Jan-60	275,79	243,82	4,19	242,25	4,64	240,70	5,11	239,16	5,61	237,65	6,12	236,15	6,65	234,67	7,20	233,219	7,769	231,79	8,35	230,38	8,95	229,01	9,56										
16	Feb-60	258,22	237,85	1,75	236,34	2,03	234,84	2,33	233,37	2,65	231,92	2,98	230,50	3,34	229,09	3,70	227,717	4,086	226,37	4,48	225,04	4,89	223,75	5,31										
17	Mar-60	255,45	232,02	2,37	230,58	2,68	229,16	3,02	227,76	3,37	226,39	3,73	225,04	4,11	223,72	4,50	222,433	4,901	221,17	5,31	219,93	5,74	218,73	6,17										
18	Apr-60	245,65	226,34	1,65	224,98	1,90	223,64	2,17	222,33	2,45	221,04	2,74	219,78	3,04	218,55	3,36	217,354	3,683	216,18	4,02	215,04	4,36	213,93	4,70										
19	Mei-60	231,88 2	20,80	0,56	219,53	0,70	218,28	0,85	217,06	1,01	215,87	1,19	214,71	1,37	213,57	1,57	212,468	1,773	211,39	1,99	210,35	2,20	209,33	2,43										
20	Jun-60	219,02	215,40	0,06	214,22	0,11	213,07	0,17	211,95	0,24	210,86	0,32	209,80	0,41	208,77	0,50	207,767	0,609	206,79	0,72	205,85	0,84	204,93	0,97										
21	Jul-60	229,91	210,12	1,86	209,05	2,08	208,01	2,30	207,00	2,53	206,02	2,77	205,06	3,01	204,14	3,25	203,239	3,499	202,37	3,75	201,53	4,00	200,71	4,25										
22	Agust-60	234,29	204,98	4,19	204,02	4,49	203,10	4,79	202,20	5,09	201,33	5,40	200,48	5,70	199,67	6,00	198,877	6,306	198,11	6,61	197,38	6,90	196,66	7,20										
23	Sep-60	209,09	199,96	0,42	199,13	0,50	198,32	0,58	197,54	0,68	196,78	0,77	196,05	0,87	195,35	0,97	194,672	1,067	194,02	1,17	193,38	1,27	192,77	1,38										
24	Okt-60	198,47	195,06	0,06	194,36	0,09	193,68	0,12	193,02	0,15	192,38	0,19	191,77	0,23	191,18	0,28	190,615	0,324	190,07	0,37	189,54	0,42	189,04	0,47										
25	Nop-60	173,52	190,29	1,48	189,71	1,38	189,16	1,29	188,63	1,21	188,12	1,13	187,63	1,06	187,16	0,99	186,70	0,931	186,26	0,87	185,84	0,82	185,44	0,77										
26	Des-60	168,48	185,63	1,58	185,19	1,51	184,77	1,44	184,37	1,37	183,99	1,31	183,62	1,25	183,26	1,19	182,92	1,14	182,59	1,09	182,28	1,04	181,98	1,00										
27	Jan-61	179,85	181,08	0,01	180,79	0,00	180,51	0,00	180,24	0,00	179,98	0,00	179,73	0,00	179,5	0,00	179,269	0,002	179,05	0,00	178,84	0,01	178,64	0,01										
28	Feb-61	177,59	176,65	0,00	176,5	0,01	176,36	0,01	176,22	0,01	176,1	0,01	175,97	0,01	175,85	0,02	175,739	0,019	175,63	0,02	175,53	0,02	175,43	0,03										
29	Mar-61	172,33	172,33	0,00	172,33	0,00	172,33	0,00	172,33	0,00	172,33	0,00	172,33	0,00	172,33	0,00	172,326	5,E-30	172,33	0,00	172,33	0,00	172,33	0,00										
		Jumlah	40,2	44,7	49,5	54,7	60,2	66,1	72,4	79,04	86	93,4	101,04																					

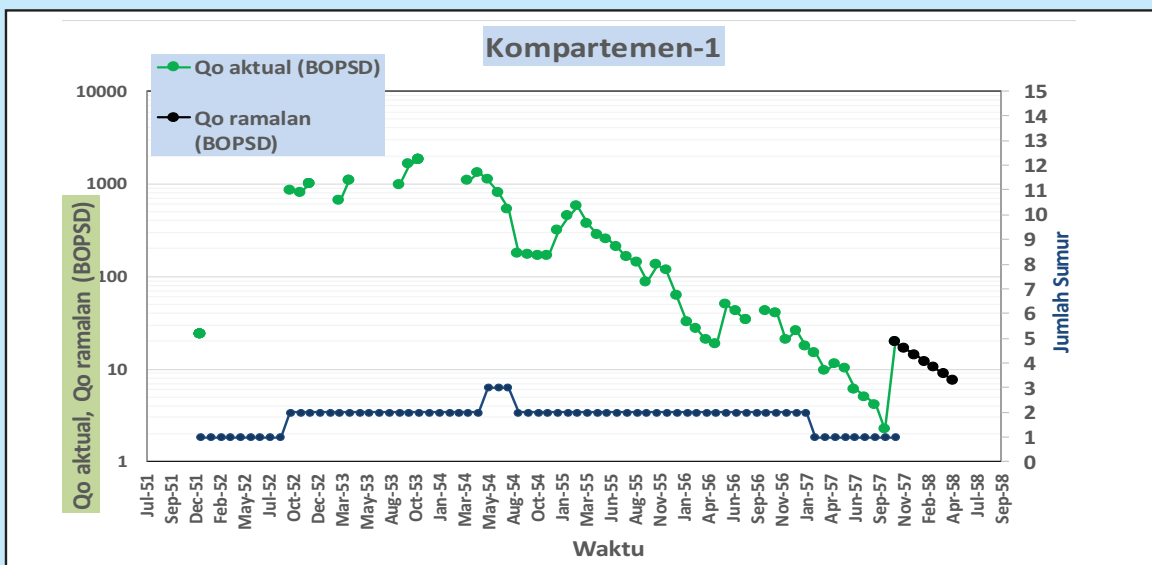
Durasi/Waktu pengambilan minyak sisa (tl atau t limit)  $tl$  (eksponensial) =  $(\ln(Q_i/Q_t \text{ limit}))/D_i$

= 54,71 bulan  
= 4,56 tahun

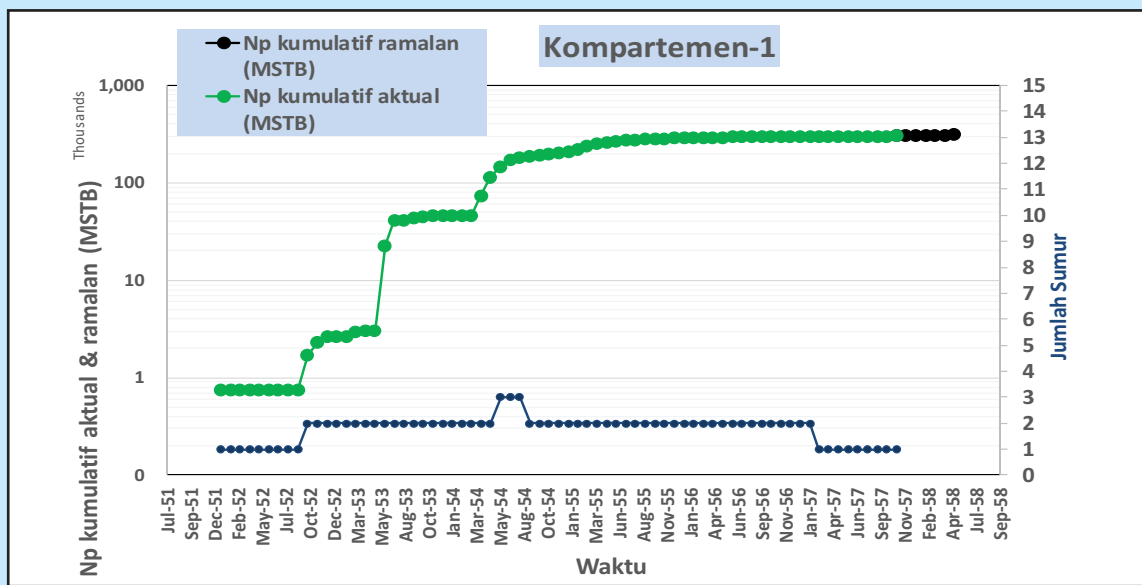
Hasil perhitungan  $Q_t$  dan  $N_{pt}$  (eksponensial), pada Kompartemen-2, dapat dilihat dalam Tabel 10 yang mana sudah sesuai dengan hasil perhitungan  $N_p$  pada  $Q_t$  limit, dan  $tl$  (eksponensial).

**Tabel 9**  
**Peramalan  $Q_t$  dan  $N_{pt}$  di Kompartemen-1**

Waktu	Aktual	Ramalan	Npt		
t	Bulan	$Q_i$ (BOPSD)	$Q_t$ (BOPSD)	Bulanan (STB)	Kumulatif (STB)
0	Nop-57	19	19	302.680	302.680
1	Des-57		16,5	6.542	309.222
2	Jan-58		14,1	12.128	321.350
3	Feb-58		12,1	16.898	338.248
4	Mar-58		10,3	20.971	359.220
5	Apr-58		8,8	24.449	383.669
6	Mei-58		7,5	27.419	411.088



Gambar 9  
Kurva Peramalan Laju Alir ( $Q_o$  forecast) Kompartemen-1.



Gambar 10  
Kurva Peramalan Produksi Kumulatif ( $N_p$  forecast) Kompartemen-1.

### 3. Waktu Npt

Dari Tabel-10 diatas, dapat diartikan bahwa apabila produksi pada Kompartemen-1 ini diaktifkan, maka akan berakhir pada bulan ke-55, atau bulan Oktober 1965 seandainya produksi dilanjutkan sejak berakhirnya produksi yaitu pada Maret 1961 saat itu.

Secara grafis peramalan Laju Alir (Qo forecast) dan Kumulatif Produksi (Np forecast) pada Kompartemen-1, ditampilkan dalam Gambar 10 dan Gambar 11.

Selanjutnya, dihitung EUR, RF, dan ERR yang juga diambil dari Rukmana, dkk (2012), berdasarkan data-data diatas.

EUR dari Np pada Qt limit (44,4 BOPD) = Npt + Np pada Qt limit = 3.347.557 STB

RF = (EUR/OOIP)\*100% = 6,48%

ERR = EUR - Np = 1.883.712 STB = 1,8 MMSTB

#### F. Analisis Nilai RF lapangan “R”

Rendahnya nilai *Recovery Factor* di lapangan “R”, khususnya pada Kompartemen-2, yaitu RF = 6,48%, kemungkinan disebabkan karakter batugamping di formasi Kais yang *tight* dan konektifitas pori (permeabilitas) yang kurang baik sesuai karakter rongga pori sekunder, sehingga cadangan minyak tidak dapat dikuras dengan maksimal.

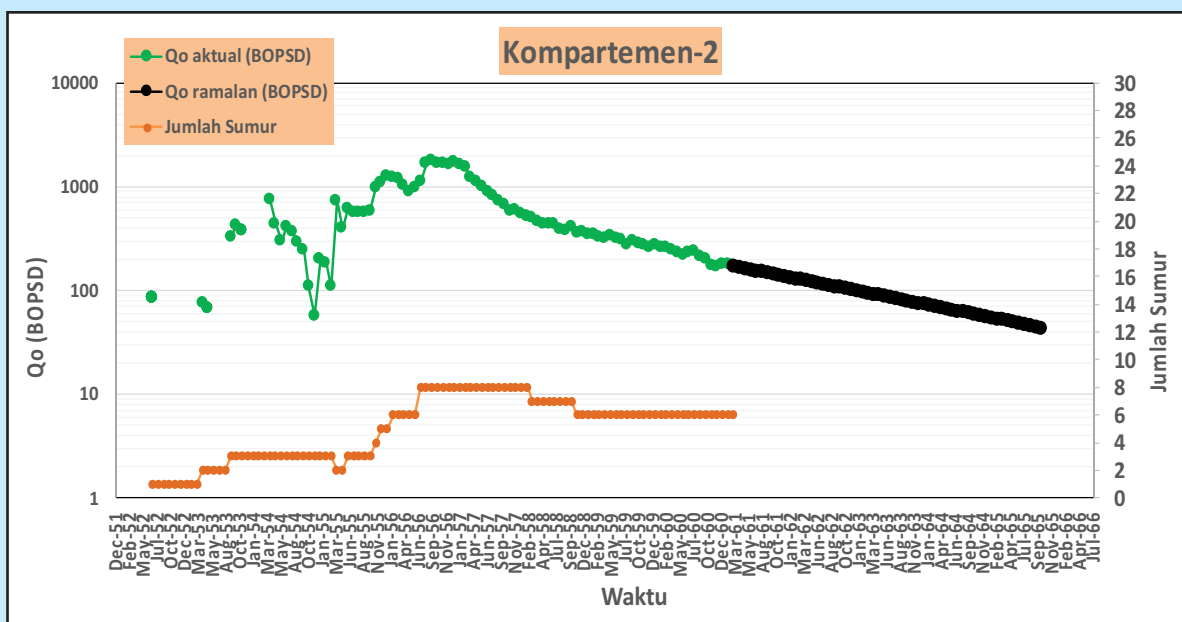
### IV. KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan dari *decline curve analysis* Lapangan “R” di Cekungan Bintuni adalah sebagai berikut:

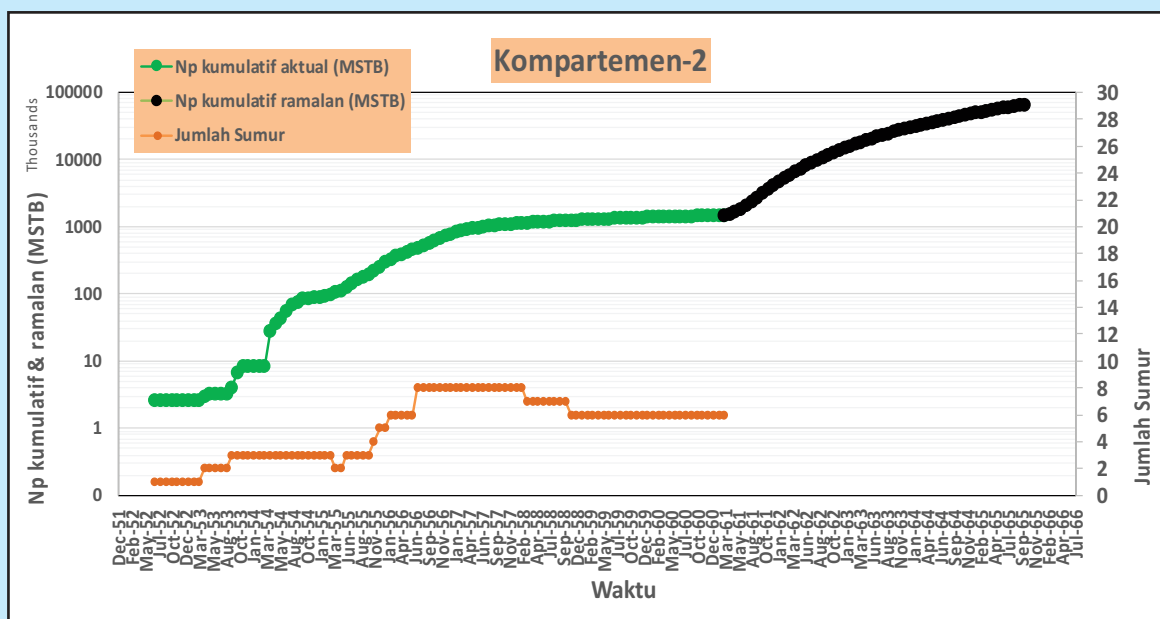
Apabila kedua Kompartemen di lapangan R, ini mulai diaktifkan, maka sisa usia produksi (tl) pada Kompartemen-1 adalah 6,01 bulan atau 0,51 tahun dengan dengan satu sumur produksi, sedangkan sisa usia produksi (tl) pada Kompartemen-2 adalah 54,71 bulan atau 4,56 tahun dengan dengan enam sumur produksi.

**Tabel 10**  
**Peramalan Qt dan Npt di Kompartemen-2**

Waktu		Aktual	Ramalan	Npt	
t	Bulan	Qi (BOPSD)	Qt (BOPSD)	Bulanan (STB)	Kumulatif (STB)
0	Mar-61	172	172	1.463.845	1.463.845
1	Apr-61		168,1	62.126	1.525.971
2	Mei-61		164,0	122.731	1.648.702
3	Jun-61		160,0	181.852	1.830.554
4	Jul-61		156,1	239.525	2.070.079
5	Agust-61		152,2	295.787	2.365.866
6	Sep-61		148,5	350.671	2.716.537
7	Okt-61		144,9	404.211	3.120.748
8	Nop-61		141,3	456.441	3.577.189
9	Des-61		137,9	507.392	4.084.580
10	Jan-62		134,5	557.095	4.641.675
11	Feb-62		131,2	605.581	5.247.257
12	Mar-62		128,0	652.881	5.900.138
13	Apr-62		124,9	699.022	6.599.160
14	Mei-62		121,8	744.034	7.343.193
15	Jun-62		118,8	787.943	8.131.137
16	Jul-62		115,9	830.778	8.961.915
17	Agust-62		113,1	872.564	9.834.479
18	Sep-62		110,3	913.327	10.747.805
19	Okt-62		107,6	953.091	11.700.897
20	Nop-62		105,0	991.883	12.692.779
21	Dec-62		102,4	1.029.724	13.722.503
22	Jan-63		99,9	1.066.639	14.789.143
23	Feb-63		97,4	1.102.650	15.891.793
24	Mar-63		95,1	1.137.780	17.029.573
25	Apr-63		92,7	1.172.050	18.201.623
26	Mei-63		90,5	1.205.480	19.407.103
27	Jun-63		88,2	1.238.092	20.645.195
28	Jul-63		86,1	1.269.906	21.915.100
29	Agust-63		84,0	1.300.940	23.216.040
30	Sep-63		81,9	1.331.215	24.547.256
31	Okt-63		79,9	1.360.749	25.908.004
32	Nop-63		78,0	1.389.559	27.297.563
33	Des-63		76,1	1.417.664	28.715.228
34	Jan-64		74,2	1.445.081	30.160.309
35	Feb-64		72,4	1.471.827	31.632.137
36	Mar-64		70,6	1.497.918	33.130.055
37	Apr-64		68,9	1.523.370	34.653.425
38	Mei-64		67,2	1.548.200	36.201.625
39	Jun-64		65,5	1.572.421	37.774.045
40	Jul-64		63,9	1.596.049	39.370.094
41	Aug-64		62,4	1.619.099	40.989.193
42	Sep-64		60,8	1.641.584	42.630.777
43	Oct-64		59,4	1.663.519	44.294.295
44	Nop-64		57,9	1.684.916	45.979.212
45	Dec-64		56,5	1.705.790	47.685.002
46	Jan-65		55,1	1.726.153	49.411.155
47	Feb-65		53,8	1.746.018	51.157.173
48	Mar-65		52,4	1.765.396	52.922.568
49	Apr-65		51,2	1.784.299	54.706.867
50	Mei-65		49,9	1.802.740	56.509.607
51	Jun-65		48,7	1.820.729	58.330.336
52	Jul-65		47,5	1.838.278	60.168.614
53	Agust-65		46,3	1.855.397	62.024.011
54	Sep-65		45,2	1.872.097	63.896.108
55	Okt-65		44,1	1.888.388	65.784.496



Gambar 11 Kurva Peramalan Laju Alir (Qo forecast) Kompartemen-2.



Gambar 12 Kurva Peramalan Produksi Kumulatif (Np forecast) Kompartemen-2.

EUR Kompartemen-1 sebesar 330.357 STB, sedangkan EUR Kompartemen-2 sebesar 3.347.557 STB.

RF Kompartemen-1 sebesar 15,81%, sedangkan RF Kompartemen-2 sebesar 6,48%.

ERR Kompartemen-1 sebesar 27.676 STB, atau 27,67 MSTB, sedangkan ERR Kompartemen-2 sebesar 1.883.712 STB atau 1,88 MMSTB.

Berdasarkan hasil perhitungan nilai, eksponensial (b) di kedua Kompartemen pada lapangan R ini, metode *Trial Error & Chi-Square Test* lebih representative dibanding *Loss Ratio*.

**UCAPAN TERIMA KASIH**

Kami berterima kasih kepada Pertamina EP dan KSO Pertamina EP - Petro Papua Mogoi Wasian



(PPMW) dan rekan-rekan yang telah membantu penyusunan jurnal ini.

#### KEPUSTAKAAN

- Ahmed, Tarek & Paul Mc Kinney.** 2000. Advance Reservoir Engineering. USA: Gulf Professional Publishing.
- Chevallier, B., & Bordenave, M, L.,** 1986, Contribution of Geochemistry to the Exploration in Bintuni Basin, Irian Jaya, Proceeding Indonesian Petroleum Association, Fifteenth Annual Convention. Convention: 439-460.
- Haris, Abdul., Irwan Barlett Siburian, & Agus Riyanto.** 2017. Facies modeling of Kais Formation limestone: A case study of Kafor field, West Papua, Indonesia. Article in International Journal of GEOMATE · December 2017. <https://www.researchgate.net/publication/321979857> Diakses tanggal: 2 Januari, 2020.
- Meriandriani, Taufik Arief, & Weny Herlina.** 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, *Scientific Literature of Engineering* - Sriwijaya University.
- Patra Nusa Data,** 2006, Indonesia Basin Summaries (IBS), Ithnameta (Indonesia Metadata Base) Series, Jakarta, 152-159.
- Pieters, P. E., Piagam, C. J., Trail, D. S., Dow, D. B., Ratman, N., & Sukamto, R.,** 1983, The Stratigraphy of West Papua, Proceeding Indonesian Petroleum Association, Twelfth Annual Convention: 229-261.
- Rahuma,** et al., 2013. Prediction of Reservoir Performance Applying Decline Curve Analysis, International Journal of Chemical Engineering and Applications, Vol. 4, No. 2, April 2013. [www.ijcea.org/papers/266-P20001.pdf](http://www.ijcea.org/papers/266-P20001.pdf) Diakses tanggal: 2 Januari, 2020.
- Rukmana, Dadang., Dedy Kristanto, & V Dedy C A.** 2012. Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi. Yogyakarta: Percetakan Pohon Cahaya.
- Subroto, Eddy A. & Benyamin Sapiie.** 2014. Source Rocks Assessment in Bintuni Basin, Papua, Indonesia: The Answer!. [https://www.researchgate.net/publication/301388492\\_Source\\_Rocks\\_Assessment\\_in\\_Bintuni\\_Basin\\_Papua\\_Indonesia\\_The\\_Answer](https://www.researchgate.net/publication/301388492_Source_Rocks_Assessment_in_Bintuni_Basin_Papua_Indonesia_The_Answer) Diakses tanggal: 2 Januari, 2020.
- Utomo, Wardo., Martha Bagus K., & Yan Wijaya.,** 2015, The Geology of The Mogoi Wasian Fields, Bintuni Basin, West Papua, Proceeding HAGI-IAGIIFMI-IATMI: 174 1-5.
- Yudanto, E.V., & Pasaribu, D.,** 2012, Structural Evolution of Ubadari Field, Birds Head, Papua, Proceeding Indonesian Petroleum Association, Thirty-Sixth Annual Convention: G-187 1-10.