

**PEMODELAN *DECLINE CURVE* BERDASARKAN ANALISA
KOMPARTMEN DAN DATA DINAMIK PADA RESERVOIR
REKAH ALAMI LAPANGAN “JO”**

SKRIPSI



OLEH:

MOHAMMAD HASSAN JAUHARI ABDULLAH

113170111

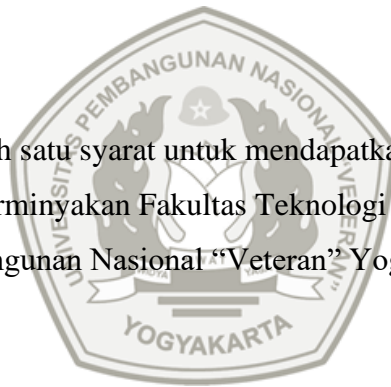
**JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”
YOGYAKARTA**

2021

LEMBAR PENGAJUAN
PEMODELAN *DECLINE CURVE* BERDASARKAN ANALISA
KOMPARTMEN DAN DATA DINAMIK PADA RESERVOIR
REKAH ALAMI LAPANGAN “JO”

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik
Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Mineral Universitas
Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.



OLEH:

MOHAMMAD HASSAN JAUHARI ABDULLAH

113170111

JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”
YOGYAKARTA

2021

LEMBAR PENGESAHAN
PEMODELAN *DECLINE CURVE* BERDASARKAN ANALISA
KOMPARTMEN DAN DATA DINAMIK PADA RESERVOIR
REKAH ALAMI LAPANGAN “JO”
SKRIPSI

OLEH:
MOHAMMAD HASSAN JAUHARI ABDULLAH
113170111



Disetujui untuk Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Mineral

Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta Oleh:

Pembimbing I

Dr. Suranto, ST, MT.
NIDN. 0517047201

Pembimbing II

Ir. Bambang Bintarto, MT
NIDN. 0021016115

LEMBAR KEASLIAN KARYA ILMIAH

Saya menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi dari skripsi ini adalah asli karya ilmiah saya dan saya menyatakan bahwa dalam rangka menyusun dan berkonsultasi dengan dosen pembimbing hingga menyelesaikan skripsi ini tidak pernah melakukan penjiplakan (plagiasi) terhadap karya orang lain baik karya lisan maupun tulisan, baik secara sengaja maupun tidak sengaja.

Saya menyatakan bahwa apabila dikemudian hari terbukti bahwa skripsi ini mengandung unsur jiplakan (plagiasi) dari karya orang lain atau pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, diluar tanggung jawab dosen pembimbing saya. Oleh karena itu saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dicabut/dibatalkan gelar Sarjana oleh otoritas/ Rektor universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta.

Yogyakarta, April 2021



Mohammad Hassan Jauhari Abdullah

No Telepon/ HP : +6282137593181
Alamat E-mail : mohhassanjauhari@gmail.com
Nama dan Alamat Orang Tua: Drs. Sukamdah
RT 05/RW 08 Wonocoyo Kec. Panggul
Kab. Trenggalek, Prov. Jawa Timur

HALAMAN PERSEMBAHAN

*Skripsi ini saya persembahkan kepada **Kedua Orangtua dan Kakak Tercinta**, saya mengucapkan terima kasih yang tak terhingga kepada mereka, yang telah merawat saya hingga saat ini, yang selalu memberikan doa, serta dukungan baik moril maupun materiil.*

KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Allah SWT atas segala nikmat dan karunia-Nya, penulis telah menyelesaikan Skripsi yang berjudul: **“PEMODELAN *DECLINE CURVE* BERDASARKAN ANALISA KOMPARTMEN DAN DATA DINAMIK PADA RESERVOIR REKAH ALAMI LAPANGAN “JO””**.

Perkenankan penulis untuk memberikan rasa hormat dan terima kasih kepada:

1. Dr. M. Irhas Effendi, MS, selaku Rektor Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
2. Dr. Ir. Sutarto Hartosuwarno, M. T., selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral UPN “Veteran” Yogyakarta.
3. Dr. Boni Swadesi, S. T., M. T., selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta.
4. M. Th. Kristiati E A, S. T., M. T., selaku Sekretaris Jurusan Teknik Perminyakan, UPN “Veteran” Yogyakarta.
5. Dr. Suranto, MT, selaku Dosen Pembimbing I.
6. Ir. Bambang Bintarto MT, selaku Dosen Pembimbing II.
7. Oggi Refani ST. MT, selaku Pembimbing Lapangan.
8. Semua pihak yang tidak dapat saya sebut satu persatu yang telah membantu penyusunan skripsi ini. Penulis menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari kesempurnaan. Oleh karena itu, segala kritik dan saran sangat diharapkan demi perbaikan serta peningkatan mutu kedepannya. Semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi penulis dan semua pihak.

Yogyakarta, April 2021

Mohammad Hassan Jauhari Abdullah

RINGKASAN

Lapangan Minyak “JO” merupakan lapangan yang sedang dikembangkan. Sejak 2006-2017, sudah ada 37 sumur yang pernah berproduksi. Reservoir pada lapangan ini terletak pada struktur *basement* yang memiliki karakteristik reservoir rekah alami. Hal ini menimbulkan tantangan tersendiri di dalam memprediksi perilaku dinamik dari suatu reservoir ketika jumlah kompartmen dari reservoir tersebut tidak diketahui dengan baik, karena sulitnya memprediksi arah rekahan yang membentuk kompartmen hanya berdasarkan studi geologi dan geofisika (sub-seismik/dibawah resolusi seismik).

Analisa kompartmen dengan menggunakan metode analisa kualitatif berdasarkan integrasi data dinamik dan data pendukung yang diperoleh dari Lapangan “JO” Dilakukan analisa kompartmen berikut: (1) Melihat kordinat sumur (2) Mengelompokkan sumur dengan melihat *trend* orientasi rekahan berdasarkan hasil studi geologi dan geofisika. (3) Memvalidasi dengan mengamati estimasi penurunan tekanan statis dari tiap sumur. (4) Melakukan *trial and error* dalam kompartmen tersebut dengan sumur yang disekitarnya sampai penurunan tekanan statis tiap-tiap sumur pada kompartmen tersebut memiliki kecocokan. Dari hasil analisa ini didapatkan data kelompok sumur yang telah terkompartment, dari sini setiap kompartmen akan dilakukan perhitungan cadangan menggunakan analisa *decline curve* dengan metode *chi square* sehingga dapat diketahui parameter-parameter *decline* serta RF@5 tahun pada tiap kompartmen di Lapangan “JO”.

Hasil data yang telah divisualisasikan dan dianalisa dapat diketahui bahwa pada lapangan ini terdapat 2 blok utama Blok Utara dan Blok Selatan dengan 7 bagian kompartmen pada lapangan ini. Dari analisa DCA kompartmen yang memiliki RF@5 tahun paling besar dari Blok Selatan ialah Selatan 1 dengan RF@5 tahun 1.21 MMBBL, sedangkan Blok utara adalah Utara 3 dengan RF@5 tahun 0.58 MMBBL. Dengan total RF@5 tahun kompartmen adalah 2.76 MMBBL.

DAFTAR ISI

| | |
|--|-------------|
| HALAMAN JUDUL | i |
| LEMBAR PENGAJUAN..... | ii |
| LEMBAR PENGESAHAN | iii |
| LEMBAR KEASLIAN KARYA ILMIAH | iv |
| HALAMAN PERSEMBAHAN | v |
| KATA PENGANTAR..... | vi |
| RINGKASAN | vii |
| DAFTAR ISI..... | viii |
| DAFTAR GAMBAR..... | x |
| DAFTAR TABEL | xii |
| DAFTAR LAMPIRAN | xiii |
| BAB I PENDAHULUAN..... | 1 |
| 1.1 Latar Belakang | 1 |
| 1.2 Rumusan Masalah | 2 |
| 1.3 Batasan Masalah | 2 |
| 1.4 Maksud dan Tujuan..... | 2 |
| 1.5 Metodologi Dan <i>Flowchart</i> | 2 |
| 1.6 Sistematika Penulisan | 6 |
| BAB II TINJAUAN UMUM LAPANGAN MINYAK “JO”..... | 7 |
| 2.1 Geologi Regional Lapangan “JO”..... | 7 |
| 2.2 Statigrafi Lapangan “JO” | 8 |
| 2.3 Geologi Reservoir <i>Basement</i> Rekah Alami Lapangan “JO”..... | 9 |
| 2.4 Data Lapangan Minyak “JO” | 11 |
| BAB III KAJIAN PUSTAKA | 13 |
| 3.1 Analisa <i>Decline Curve</i> | 13 |
| 3.2 Jenis (Tipe) Analisa <i>Decline Curve</i> | 14 |
| 3.2.1 <i>Decline Curve</i> Konvensional Model JJ. Arps | 14 |
| 3.2.2 <i>Decline Curve Stretched Exponential Model (SEM)</i> | 16 |

| | |
|---|-------------|
| 3.3 Metode Pengelompokan/Kompartmen Zona Produksi Reservoir..... | 17 |
| 3.5 Kompartmen pada Reservoir Rekah Alami | 23 |
| BAB IV ANALISA DATA..... | 24 |
| 4.1 Pengumpulan Data Lapangan | 24 |
| 4.1.1 Data Hasil Studi Geologi dan Geofisika | 24 |
| 4.1.2 Data Dinamik pada Lapangan “JO” | 25 |
| 4.2 Analisa Kompartmen Lapangan “JO” | 26 |
| 4.2.1 Analisa Kompartmen Selatan 1 | 26 |
| 4.2.2 Analisa Kompartmen Selatan 2..... | 27 |
| 4.2.3 Analisa Kompartmen Selatan 3..... | 28 |
| 4.2.4 Analisa Kompartmen Utara 1..... | 29 |
| 4.2.5 Analisa Kompartmen Utara 2..... | 30 |
| 4.2.6 Analisa Kompartmen Utara 3..... | 31 |
| 4.2.7 Analisa Kompartmen Utara 4..... | 32 |
| 4.3 Hasil Analisa Kompartmen..... | 33 |
| 4.4 Analisa <i>Decline Curve</i> Pada Lapangan “JO”..... | 35 |
| 4.4.1. Penentuan tipe <i>Decline</i> Selatan 1 | 35 |
| 4.4.2. Penentuan tipe <i>Decline</i> Selatan 2 | 36 |
| 4.4.3. Penentuan Tipe <i>Decline</i> Selatan 3..... | 37 |
| 4.4.4. Penentuan Tipe <i>Decline</i> Utara 1..... | 39 |
| 4.4.5. Penentuan Tipe <i>Decline</i> Utara 2..... | 40 |
| 4.4.6. Penentuan Tipe <i>Decline</i> Utara 3..... | 41 |
| 4.4.7. Tabulasi Hasil Analisa <i>History Matching</i> Kompartmen..... | 42 |
| 4.5 Analisa Peramalan Produksi Kompartmen Lapangan “JO” | 45 |
| 4.5.1 Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Selatan 1 | 45 |
| 4.5.2 Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Selatan 2 | 46 |
| 4.5.3 Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Selatan 3 | 46 |
| 4.5.4 Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Utara 1 | 47 |
| 4.5.5 Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Utara 2 | 48 |
| 4.5.6 Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Utara 3 | 49 |
| 4.5.7 Tabulasi Hasil Peramalan Produksi Kompartmen | 50 |
| BAB V PEMBAHASAN | 51 |
| BAB VI KESIMPULAN..... | 54 |
| DAFTAR PUSTAKA | xiii |
| LAMPIRAN..... | xv |

DAFTAR GAMBAR

| Gambar | Hal |
|--|-----|
| 1.1 <i>Flowchart</i> Metode Penelitian | 5 |
| 2. 1 Geologi Regional Identik dengan Lapangan “JO” | 7 |
| 2. 2 Contoh Kolom Statigrafi Identik dengan Lapangan “JO” | 8 |
| 2. 3 Konsep Geologi Reservoir pada Lapangan “JO” | 10 |
| 2. 4 Distribusi Rekahan pada Lapangan "JO" | 10 |
| 2. 5 Tipikal Log Sumur Referensi Lapangan "JO" | 11 |
| 2. 6 Profil Laju Produksi Minyak Sumur-Sumur Lapangan “JO” | 12 |
| 2. 7 Profil $P@Datumn$ vs Waktu Sumuran Lapangan “JO” | 12 |
| 3. 1 Berbagai Tipe Grafik Plot pada Model <i>Decline</i> | 15 |
| 3. 2 <i>Flowcart</i> Hubungan Data dan Hasil Analisa <i>Connectivity</i> | 19 |
| 4. 1 Hasil Analisa $P@Datumn$ vs t Kompartmen Selatan 1 | 26 |
| 4. 2 Hasil Analisa Q_0 vs t Kompartmen Selatan 1 | 27 |
| 4. 3 Hasil Analisa $P@Datumn$ vs t Kompartmen Selatan 2 | 27 |
| 4. 4 Hasil Analisa Laju Produksi vs t Kompartmen Selatan 2..... | 28 |
| 4. 5 Hasil Analisa $P@Datumn$ vs t Kompartmen Selatan 3 | 28 |
| 4. 6 Hasil Analisa Laju Produksi vs t Kompartmen Selatan 3..... | 29 |
| 4. 7 Hasil Analisa $P@Datumn$ vs t Kompartmen Utara 1 | 29 |
| 4. 8 Hasil Analisa Laju Produksi vs Waktu Kompartmen Utara 1 | 30 |
| 4. 9 Hasil Analisa $P@Datumn$ vs t Kompartmen Utara 2 | 30 |
| 4. 10 Hasil Analisa Laju Produksi vs Waktu Kompartmen Utara 2..... | 31 |
| 4. 11 Hasil Analisa $P@Datumn$ vs t Kompartmen Utara 3 | 31 |
| 4. 12 Hasil Analisa $P@Datumn$ vs t Kompartmen Utara 3 | 32 |
| 4. 13 Hasil Analisa $P@Datumn$ vs t Kompartmen Utara 4 | 32 |
| 4. 14 Hasil Analisa Laju Produksi vs t Kompartmen Utara 4 | 33 |
| 4. 15 Hasil Analisa Kompartmen pada Lapangan “JO” | 33 |
| 4. 16. Peta Iso-Pressure Hasil Analisa Kompartmen..... | 34 |
| 4. 17 Hasil Analisa $P@Datumn$ vs t tiap Kompartmen | 34 |
| 4. 18 Hasil Analisa Q_0 vs t tiap Kompartmen | 35 |
| 4. 19 Sejarah Produksi Q_0 pada Kompartmen Selatan 1 | 36 |
| 4. 20 Hasil Analisa Penentuan <i>Decline</i> pada Kompartmen Selatan 1 | 36 |
| 4. 21 Sejarah Produksi Q_0 pada Kompartmen Selatan 2..... | 37 |
| 4. 22 Hasil Analisa Penentuan <i>Decline</i> pada Kompartmen Selatan 2 | 37 |
| 4. 23 Sejarah Produksi Q_0 pada Kompartmen Selatan 3..... | 38 |
| 4. 24 Hasil Analisa Penentuan <i>Decline</i> pada Kompartmen Selatan 3 | 38 |
| 4. 25 Sejarah Porduksi Q_0 pada Kompartmen Utara 1 | 39 |
| 4. 26 Hasil Analisa Penentuan <i>Decline</i> pada Kompartmen Utara 1 | 40 |

| | | |
|-------|---|-------|
| 4. 27 | Sejarah Produksi Qo pada Kompartmen Utara 2..... | 40 |
| 4. 28 | Hasil Analisa Penentuan <i>Decline</i> pada Kompartmen Utara 2..... | 41 |
| 4. 29 | Sejarah Produksi Qo Pada Kompartmen Utara 3 | 41 |
| 4. 30 | Hasil Analisa Penentuan <i>Decline</i> Pada Kompartmen Utara 3..... | 42 |
| 4. 31 | Hasil Analisa Penentuan Tipe <i>Decline</i> Blok Selatan (a) Selatan 1 (b) Selatan 2 (c) Selatan 3..... | 43 |
| 4. 32 | Hasil Analisa Penentuan Tipe <i>Decline</i> Blok Utara (a) Utara 1 (b) Utara 2 (c) Utara 3..... | 44 |
| 4. 33 | Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Selatan 1 (a) JJ. Arps Model (b) SEM..... | 45 |
| 4. 34 | Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Selatan 2 (a) JJ. Arps Model (b) SEM..... | 46 |
| 4. 35 | Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Selatan 3 (a) JJ. Arps Model (b) SEM..... | 47 |
| 4. 36 | Hasil peramalan produksi kompartmen utara 1 (a) JJ Arps model (b) SEM..... | 48 |
| 4. 37 | Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Utara 2 (a) JJ Arps model (b) SEM..... | 49 |
| 4. 38 | Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Utara 3 Pada Lapangan “JO” (a) JJ Arps Model (b) SEM..... | 50 |
| 4. 39 | Hasil Peramalan Produksi Pada Masing-Masing Kompartmen..... | 50 |
| A. 1 | Perbedaan P@Datumn Selatan 1 vs Selatan 2..... | xvi |
| A. 2 | Perbedaan P@Datumn Selatan 1 vs Selatan 3..... | xvi |
| A. 3 | Perbedaan P@Datumn Selatan 1 vs <i>Well</i> 42 | xvii |
| A. 4 | Perbedaan P@Datumn Selatan 2 vs <i>Well</i> 29 | xvii |
| A. 5 | Perbedaan P@Datumn Selatan 1 vs <i>Well</i> 32 | xvii |
| A. 6 | Perbedaan P@Datumn Selatan 3 vs <i>Well</i> 19 | xviii |
| A. 7 | Perbedaan P@Datumn Selatan 3 vs <i>Well</i> 13. | xviii |
| A. 8 | Perbedaan P@Datumn <i>Well</i> 13 vs <i>Well</i> 19..... | xviii |
| A. 9 | Perbedaan P@Datumn Utara 1 vs Utara 3..... | xix |
| A. 10 | Perbedaan P@Datumn Utara 1 vs Utara 2..... | xix |
| A. 11 | Perbedaan P@Datumn Utara 1 vs Utara 4..... | xix |
| A. 12 | Perbedaan P@Datumn Utara 3 vs Utara 4..... | xx |
| A. 13 | Perbedaan P@Datumn Utara 1 vs <i>Well</i> 41 | xx |
| A. 14 | Perbedaan P@Datumn Utara 2 vs <i>Well</i> 17 | xx |
| A. 15 | Perbedaan P@Datumn Utara 3 vs <i>Well</i> 21 | xxi |
| A. 16 | Perbedaan P@Datumn Utara 3 vs <i>Well</i> 06 | xxi |

DAFTAR TABEL

| Tabel | Hal |
|--|------------|
| III-1 Perbandingan DCA (<i>Decline Curve Analysis</i>) JJ Arps Model dan <i>Stretched Exponential</i> Model (SEM) | 16 |
| III-2 Contoh Lapangan Tipe 1 (Rekahan menambah porositas dan permeabilitas yang signifikan pada reservoir) | 20 |
| III-3 Contoh Lapangan Tipe 2 (Rekahan menambah permeabilitas yang signifikan pada reservoir) | 21 |
| III- 4 Contoh Lapangan Tipe 3 (Rekahan memberikan bantuan permeabilitas terhadap zona produksi) | 21 |
| III- 5 Pengaruh Positif Rekahan pada Reservoir Tipe 1 (Rekahan menambah porositas dan permeabilitas yang signifikan pada reservoir) | 22 |
| III- 6 Pengaruh Positif Rekahan pada Reservoir Tipe 2 (Rekahan menambah permeabilitas yang signifikan pada reservoir) | 22 |
| III-7 Pengaruh Positif Rekahan pada Reservoir Tipe 3 (Rekahan meningkatkan permeabilitas ada zona produksi) | 22 |
| IV- 1 Tabulasi Hasil <i>Decline</i> Dan <i>Chi Square</i> Pada Tiap Kompartmen | 42 |
| IV- 2 Tabulasi Hasil Peramalan Produksi Pada Tiap Kompartmen | 50 |
| B. 1 Analisa Penentuan Tipe Decline Kompartmen Selatan 1 | xxii |
| B. 2 Analisa Penentuan Tipe Decline Kompartmen Selatan 2 | xxii |
| B. 3 Analisa Penentuan Tipe Decline Kompartmen Selatan 3 | xxiii |
| B. 4 Analisa Penentuan Tipe Decline Kompartmen Utara 1 | xxiii |
| B. 5 Analisa Penentuan Tipe Decline Kompartmen Utara 2 | xxiv |
| B. 6 Analisa Penentuan Tipe Decline Kompartmen Utara 3 | xxiv |

DAFTAR LAMPIRAN

| Lampiran | Hal |
|--|------------|
| A Analisa Kompartmen | xvi |
| B Perhitungan Penentuan Tipe <i>Decline</i> | xxii |

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Lapangan Minyak “JO” merupakan lapangan yang sedang dikembangkan. Sejak tahun 2006 sampai 2017, sudah ada 37 sumur yang pernah berproduksi dimana diantaranya terdapat 5 sumur eksplorasi pada struktur satelit. Reservoir pada lapangan ini terletak pada struktur *basement* yang memiliki karakteristik reservoir rekah alami. Karakteristik dari reservoir rekah alami secara umum terbagi atas segmen-segmen (kompartmen-kompartmen) yang alirannya berperilaku secara terpisah karena terpisahkan oleh rekahan-rekahan yang terbentuk pada reservoir tersebut.

Hal ini menimbulkan kesulitan tersendiri di dalam memprediksi perilaku dinamik dari suatu reservoir ketika jumlah kompartmen atau blok-blok dari reservoir tersebut tidak diketahui, karena hal tersebut berhubungan dengan distribusi dari cadangan dan bagaimana cara untuk mengeksploitasinya. Selain itu, identifikasi dan prediksi kompartmen yang baik dapat menghindari *error* ketika melakukan pengambilan keputusan ketika melakukan pengembangan lapangan. Disinilah penulis melakukan pendekatan untuk mengurangi ketidakpastian tersebut, dengan melakukan analisa kompartmen berdasarkan data dinamik yang diperoleh sehingga dapat mendukung analisa peramalan DCA dan mengetahui parameter-parameter perhitungan DCA pada setiap kompartmen.

Langkah analisa studi ini dimulai dengan pengumpulan data dinamik (data produksi, data tekanan dan data lokasi sumur) dan data pendukung, dilanjutkan dengan analisa kompartmen, pembuatan *tools/template* DCA, melakukan *history matching* dengan metode *chi square test*, selanjutnya melakukan peramalan produksi dan perhitungan RF@5 tahun pada tiap-tiap kompartmen di Lapangan “JO”

1.2 Rumusan Masalah

1. Bagaimana melakukan analisa kompartmen pada Reservoir Rekah Alami Lapangan “JO”?
2. Berapakah jumlah kompartmen dari Lapangan “JO”?
3. Bagaimana hasil peramalan produksi (RF@ 5 tahun) pada tiap kompartmen pada Lapangan “JO”?
4. Bagaimana hasil peramalan produksi DCA model JJ. Arps dan *Stretched Exponential Model (SEM)* pada Lapangan “JO”?

1.3 Batasan Masalah

1. Analisa dilakukan berdasarkan pada data dinamik yang diperoleh dari reservoir rekah alami Lapangan “JO”.
2. Pemodelan DCA didasarkan pada metode JJ. Arps dan SEM (*Stretched Exponential Model*).

1.4 Maksud dan Tujuan

Maksud dari penulisan tugas akhir ini adalah untuk melakukan analisa *decline curve* pada setiap kompartmen dimana pembagian kompartmen didasarkan pada analisa data dinamik yaitu data tekanan@*datum* vs waktu dan laju produksi minyak vs waktu serta dipandu dengan peta arah rekahan hasil studi geologi dan geofisika. Tujuan dari tugas akhir ini untuk mendapatkan RF selama 5 tahun yang representatif dari setiap kompartmen di Lapangan “JO”.

1.5 Metodologi Dan *Flowchart*

Metodelogi untuk menjawab rumusan masalah dalam penulisan tugas akhir ini dapat dilihat pada **Gambar 1.1**, dengan alur sebagai berikut:

1. Pengumpulan data

Untuk memulai tugas akhir ini langkah pertama yaitu mengumpulkan data data antara lain sebagai berikut:

a. Data Geologi dan Geofisika

Data ini merupakan data yang dikumpulkan dari hasil studi geologi dan geofisika, dimana data ini digunakan untuk mengetahui lokasi sumur-sumur produksi untuk mendukung analisa kompartmen. Data ini terdiri dari:

- Data Sebaran dan arah/orientasi rekahan.

- Data Statigrafi.
- Data Koordinat Sumur.

b. Data Produksi Dinamik

Data ini merupakan data yang dikumpulkan dari sejarah produksi tiap sumur di Lapangan “JO”, dimana data ini digunakan untuk mendukung analisa kompartmen dalam melakukan pengamatan produksi minyak terhadap waktu serta untuk melakukan analisa DCA. Data ini hanya terdiri dari:

- Data Produksi Dinamik Minyak Sumuran.

c. Data Operasi Produksi

Data ini merupakan data yang dikumpulkan dari sejarah data operasi produksi tiap sumur di Lapangan “JO”, dimana data ini digunakan sebagai dasar dalam dalam melakukan analisa kompartmen. Data ini terdiri dari:

- Data Kedalaman Sumur.
- Data Sumur Aktif.
- Data Tekanan @*Datumn*.

2. Perhitungan dan Analisa Data

Langkah berikutnya adalah melakukan tahapan-tahapan analisa dari analisa kompartmen sampai analisa DCA, berikut tahapannya:

a. Melakukan Observasi /Pengamatan Terhadap Data Dinamik

Pengamatan dilakukan dengan menggunakan plot kartesian $P@Datumn$ Sumuran vs Waktu, dimana $P@Datumn$ sumuran diambil ketika tekanan ketika shut in sudah mencapai tekanan statis reservoir (*estimate*), pengamatan dilakukan untuk mencari kesamaan penurunan tren tekanan statis reservoir (*estimate*), selain itu juga dilakukan plot kartesian Laju Produksi Minyak vs Waktu untuk melihat perilaku produksi minyak antar sumuran.

b. Melakukan Analisa Kompartmen

Analisa kompartmen dipandu dengan melihat peta top struktur dan tren rekahan hasil studi geologi dan geofisika, dan dianalisa dengan melihat

kesamaan tren penurunan tekanan statis pada plot $P@Datumn$ Statis vs Waktu.

Selain itu juga dilihat plot Qo vs Waktu untuk melihat perilaku produksi sumur-sumur yang dipilih, analisa ini dilakukan secara berulang-ulang (iteratif) sampai setiap kompartmen memiliki tren $P@Datumn$ statis yang *match* (cocok).

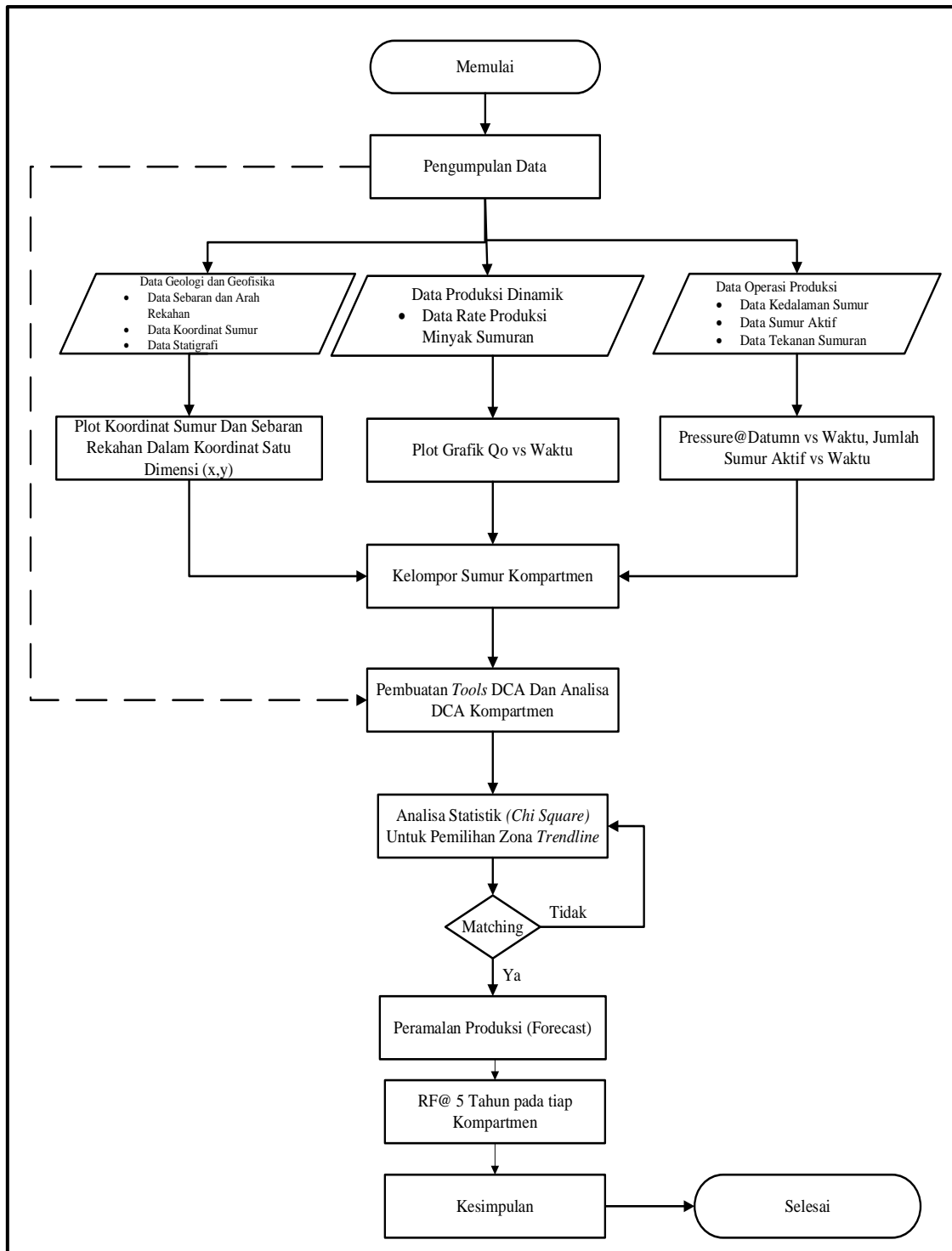
c. Melakukan *History Matching* atau Penentuan Tipe *Decline*

History matching disini adalah mencocokkan penurunan produksi tiap kompartmen dengan penurunan $P@Datumn$ Kompartmen vs Waktu, serta Jumlah Sumur Aktif vs Waktu untuk memilih trend line yang akan dianalisa untuk peramalan produksi.

Penentuan tipe *decline* dilakukan dengan melakukan analisa *chi square test* untuk memilih tipe decline pada tiap-tiap tren decline yang dipilih, dengan memilih nilai X^2 paling kecil dengan mendekati kurva laju produksi aktual dengan persamaan DCA JJ. Arps dan *Stretched Exponential Model* (SEM).

d. Melakukan Peramalan Produksi

Tren *decline* yang dipilih adalah tren *decline* yang terdekat dengan hasil sejarah produksi yang paling akhir dimana jumlah sumur aktif pada tren yang dipilih harus sama dengan kondisi yang terkahir, dengan asumsi bahwa keadaan reservoir kompartmen belum berubah secara signifikan. Peramalan produksi dilakukan selama 5 tahun, untuk mencari nilai RF pada masing-masing kompartmen.



Gambar 1.1 Flowchart Metode Penelitian.

1.6 Sistematika Penulisan

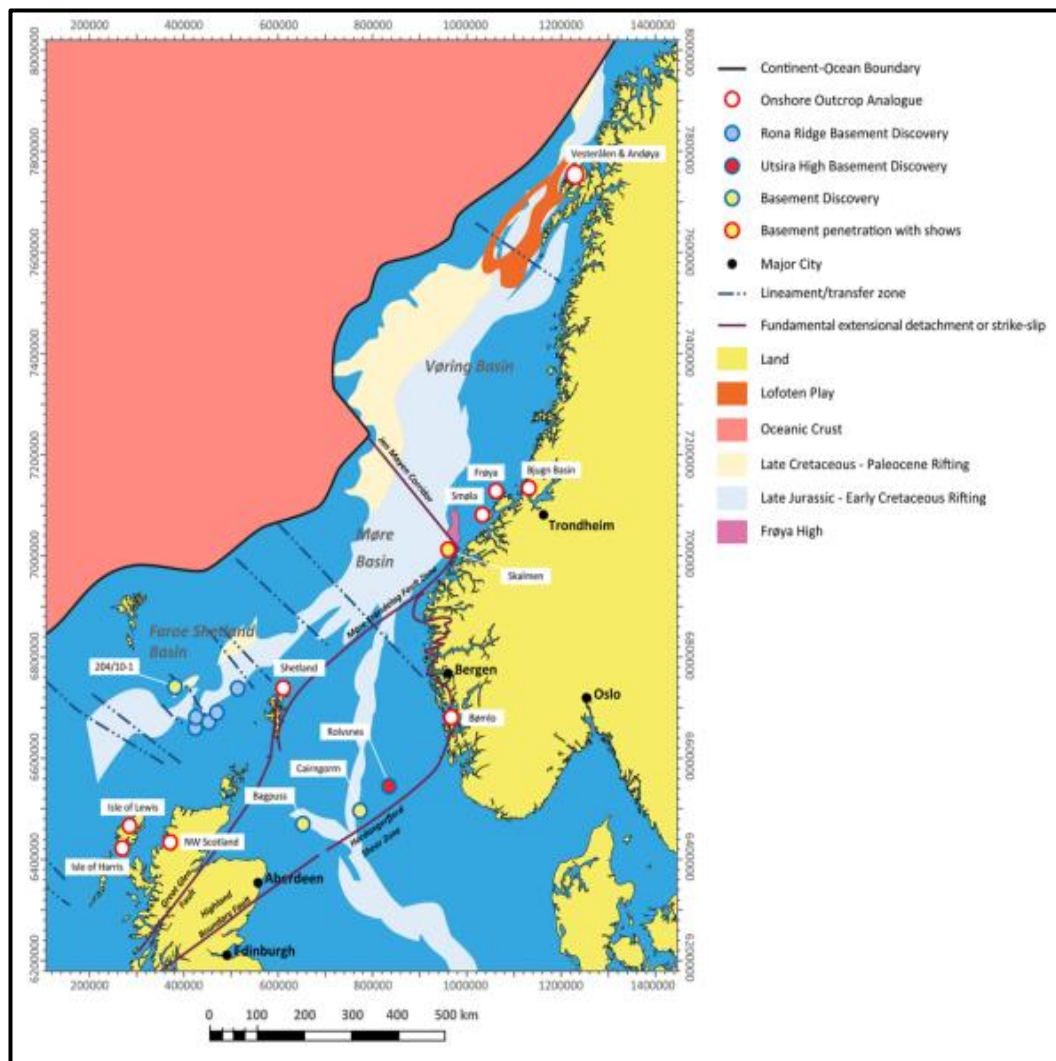
Konten dari tugas akhir ini terdiri dari enam bab yaitu sebagai berikut: Bab I Pendahuluan, bab ini menjelaskan tentang latar belakang, rumusan masalah, Batasan masalah, maksud dan tujuan, metodologi dan *flowchart*. Bab II Tinjauan Umum Lapangan “JO”, bab ini menjelaskan tentang deskripsi umum lapangan yang diteliti yaitu Lapangan Minyak “JO”. Bab III Dasar Teori, bab ini menjelaskan teori yang mendasari analisis yang digunakan pada pengerjaan tugas akhir ini. Bab IV Analisa Data, bab ini menjelaskan tentang metode pengolahan data dan analisis hasil yang dilakukan selama pengerjaan tugas akhir. Bab V Pembahasan, bab ini berisi pembahasan dari penulisan tugas akhir, dan yang terakhir Bab VI Kesimpulan.

BAB II

TINJAUAN UMUM LAPANGAN MINYAK “JO”

2.1 Geologi Regional Lapangan “JO”

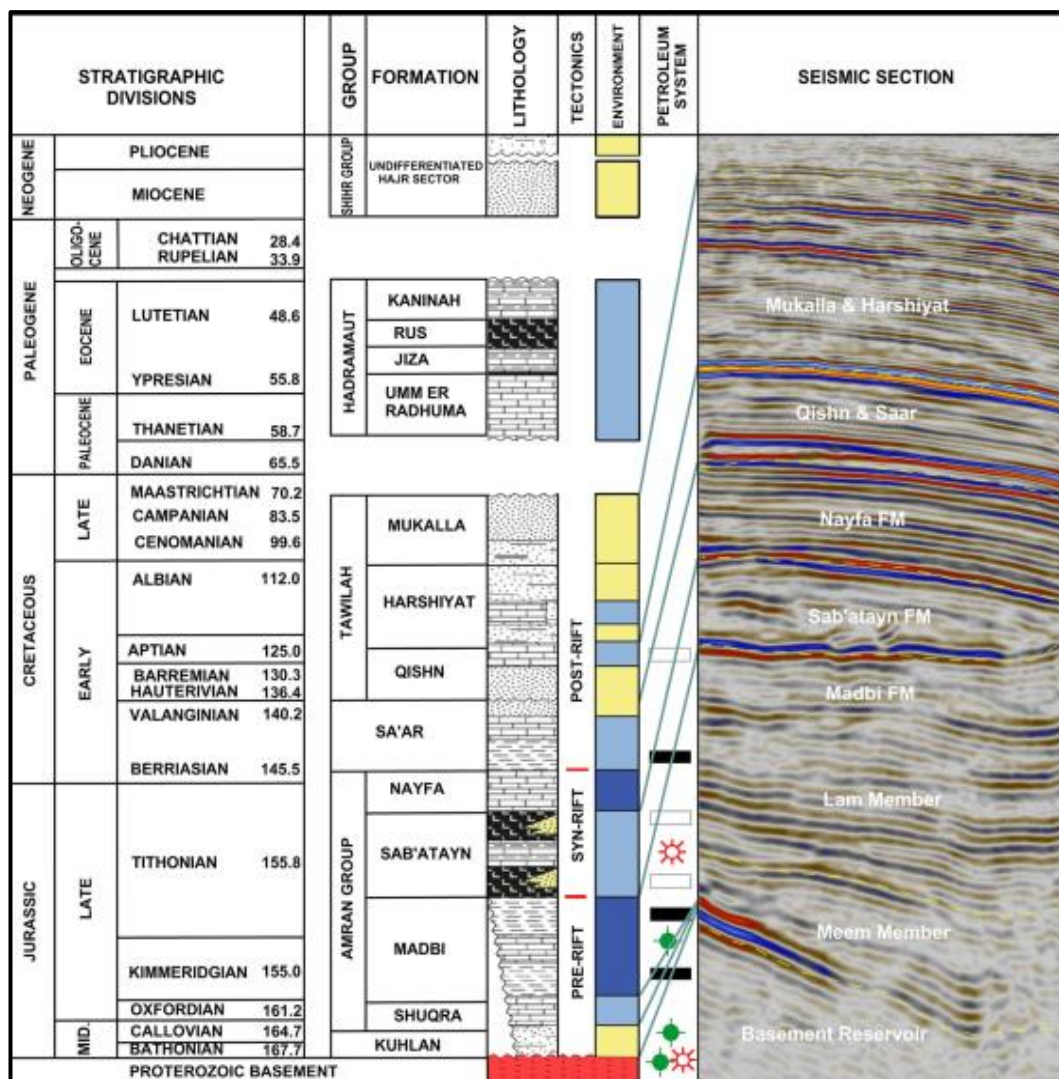
Lapangan “JO” terletak di Cekungan X, dengan sistem *rift* pada masa *Jurassic* akhir, masuk kedalam wilayah Y. Reservoir dari Lapangan “JO” yang produktif terletak pada rekahan kristalin *basement* dengan ketebalan ± 700 meter. Reservoir ini memiliki karakteristik yang unik dikarekan distribusi rekahan dan arah rekahan yang terbentuk sulit untuk diprediksi menciptakan suatu kompleks reservoir rekah alami yang sangat heterogen.



Gambar 2. 1. Geologi Regional Identik dengan Lapangan “JO”.
(Trice, Hiorth and Holdsworth, 2019)

2.2 Statigrafi Lapangan “JO”

Secara stratigrafi reservoir rekah alami pada *basement* diikuti atau diselimuti dengan sekuen sedimentasi pre dan *post rift*. Formasi ini terdistribusi secara tidak merata menutupi *basement*, dengan ketebalan bervariasi 5m sampai 10 meter, dimana sekarang, pada formasi ini terdapat batuan basal konglomerat *terrestrial*, menuju daerah transisi *marine* berupa batu pasir yang tersebar secara lateral pada formasi ini dengan kualitas yang heterogen, diatas formasi ini terdapat formasi HQ yang merupakan selang seling antara batuan *limestone*, *dolomite* dan *shale* dengan ketebalan 5 sampai 50 m.



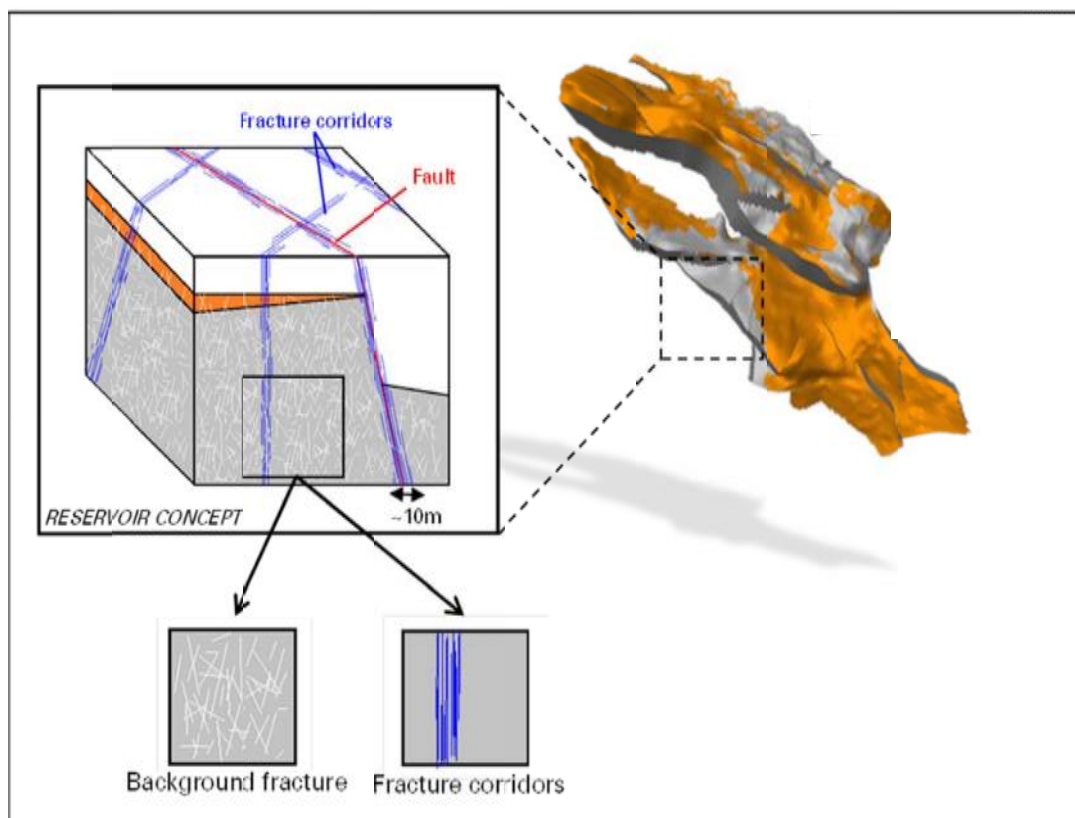
Gambar 2. 2 Contoh Kolom Statigrafi Identik dengan Lapangan “JO”.
(Bawazer, Lashin and Kinawy, 2018)

2.3 Geologi Reservoir *Basement* Rekah Alami Lapangan “JO”

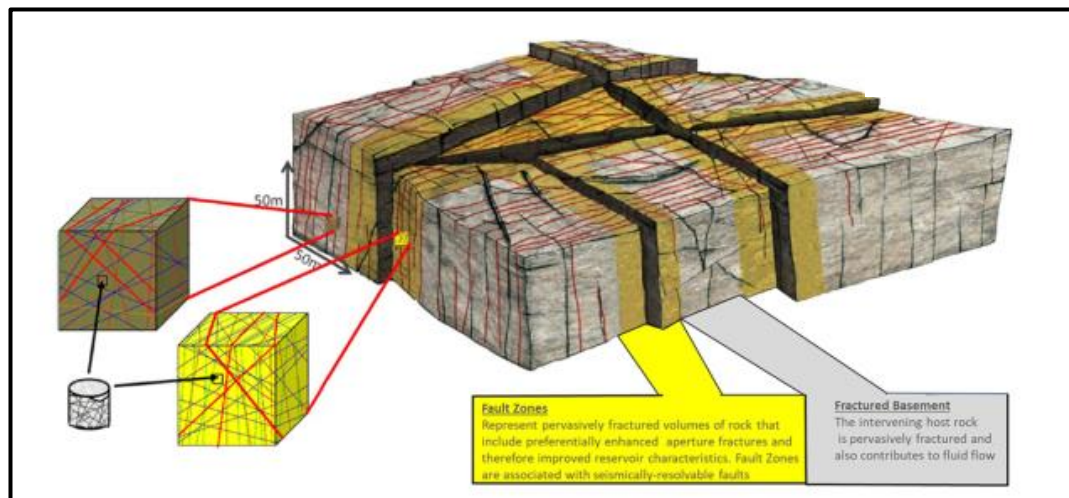
Reservoir rekah alami pada *basement* merupakan reservoir yang sangat heterogen yang terdiri dari batuan granitik dan metamorhik. Dengan dua tipe rekahan yang berbeda: (1) Rekahan matriks (*background fracture*) dengan permeabilitas yang sangat kecil kurang lebih 0.001 mD (2) Rekahan yang saling terhubung dan membentuk lintasan (*fracture corridors*) rekahan memiliki permeabilitas berkisar antara 0.01 mD sampai 10 mD.

Tipe rekahan yang pertama (*fracture background*) merupakan karakteristik batuan bawaan yang memiliki karakteristik dengan permeabilitas yang kecil (0,001 mD) dan jumlah dari rekahan dengan skala kecil ini sangat banyak tersebar di reservoir ini dan tidak memiliki porositas yang besar (1-2%).

Tipe rekahan yang kedua rekahan saling terhubung yang membentuk lintasan/koridor (*fracture corridors*) membentuk permeabilitas 0.01 mD sampai 10 mD, yang terhubung dengan patahan (*faults*), pada reservoir ini terdapat dua tipe *fracture* koridor utama yang terhubung dengan *faults*.



(a)

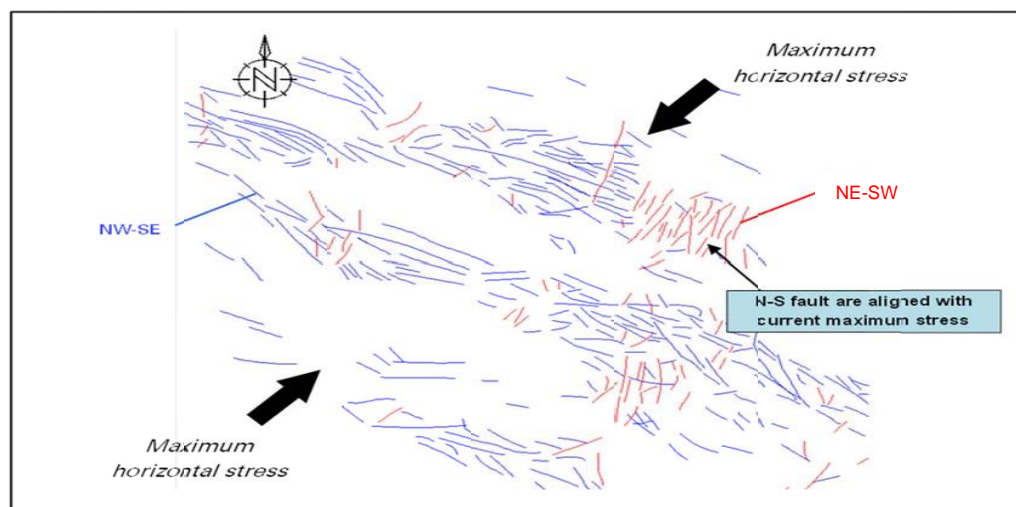


(b)

Gambar 2. 3 Konsep Geologi Reservoir pada Lapangan “JO”(Trice, Hiorth *and* Holdsworth, 2019)

Dua jenis rekahan utama yang menghubungkan antara formasi *basement* dan Ini yang terhubung dengan patahan pada reservoir ini yaitu rekahan pada arah NE-SW (warna merah) dan rekahan pada arah NW-SE (warna biru).

NE-SW dan NW-SE merupakan *fracture corridors* yang menghubungkan formasi *basement*. Perbedaan yang signifikan pada sifat fisik batuan antara formasi *basement* rekah alami dan formasi di atasnya menambah kompleksitas dari lapangan ini: formasi basemet memiliki sifat reservoir yang sangat buruk tetapi memiliki ketebalan yang signifikan (ketebalan $\pm 700\text{m}$).

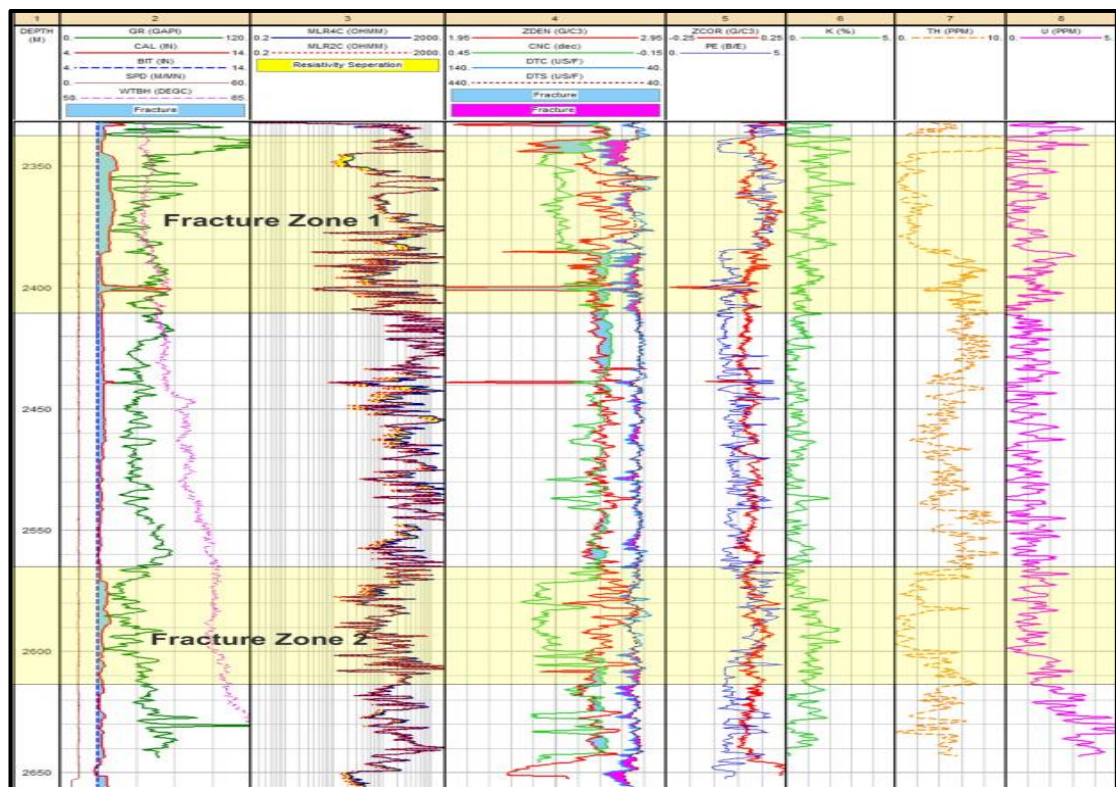
**Gambar 2. 4** Distribusi Rekahan pada Lapangan "JO".(Zabalza, Legrand *and* Neff, 2012)

2.4 Data Lapangan Minyak “JO”

Data Geologi Lapangan Minyak “JO” diambil dari studi geologi dan geofisika yang telah dilakukan pada lapangan ini, sedangkan data produksi sumuran dikumpulkan dari data produksi selama ± 7 tahun dari Lapangan Minyak “JO”.

2.6.1 Data Geologi Lapangan Minyak “JO”

Peta top struktur dan koordinat dari 37 sumur dapat dilihat pada **Gambar 4.15**, dimana secara geologi lapangan ini terpisahkan oleh patahan/sesar menjadi dua bagian utama yaitu bagian utara dan selatan.

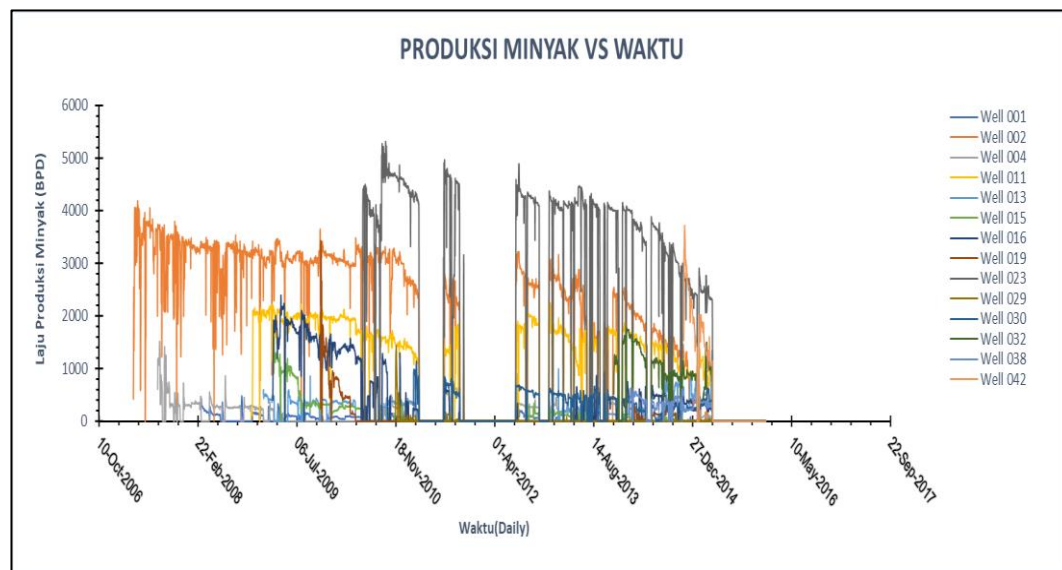


Gambar 2. 5 Tipikal Log Sumur Referensi Lapangan "JO".

(Bawazer, Lashin *and* Kinawy, 2018)

2.6.2 Data Produksi Sumuran Lapangan “JO”

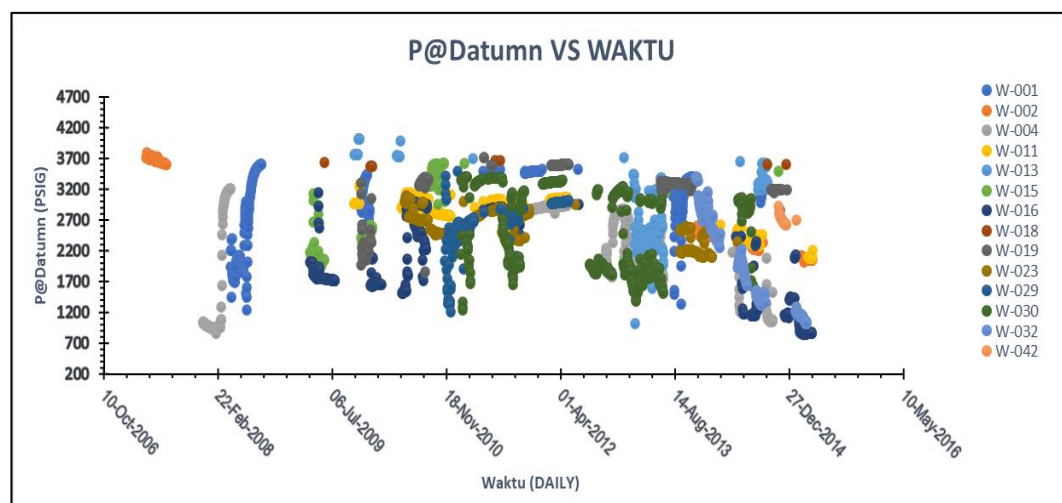
Data produksi harian 37 sumur dari tahun 2007 sampai 2014 (terlampir), berupa data Laju Produksi Minyak (Q_o), Water Cut (WC %), dan GOR, data ini nantinya akan dianalisa secara kualitatif untuk melakukan pengelompokkan sumur-sumur yang memproduksi pada Lapangan “JO” Berikut ini merupakan profil Laju Produksi Minyak Vs Waktu dari sumur-sumur di Lapangan “JO”:



Gambar 2. 6 Profil Laju Produksi Minyak Sumur-Sumur Lapangan “JO”.

2.6.3 Data Tekanan Sumuran Lapangan “JO”

Data tekanan dari 37 sumur diperoleh ketika sumur dalam periode berproduksi maupun *shut-in*, data yang diperoleh berupa data tekanan @*datumn* ($P@Datumn$), data ini nantinya akan dianalisa secara kualitatif dengan mencari nilai estimasi tekanan statis dan *trend* penurunan tekanan statis untuk menjadi parameter dalam melakukan pengelompokkan sumur-sumur yang berproduksi pada Lapangan “JO” Berikut ini merupakan profil Tekanan@*Datumn* vs Waktu dari sumur-sumur tersebut:



Gambar 2. 7 Profil $P@Datumn$ vs Waktu Sumuran Lapangan “JO”

BAB III KAJIAN PUSTAKA

3.1 Analisa *Decline Curve*

Konsistensi dalam memperkirakan kinerja produksi jangka pendek maupun panjang suatu lapangan minyak baik konvensional maupun tidak konvensional telah menjadi tantangan tersendiri. Industri perminyakan terkadang membutuhkan penilaian yang sederhana, bermanfaat, dan cepat dalam memprediksi produksi dan menilai cadangan, karenanya DCA telah menjadi alternatif yang menarik dan berbeda dengan metode lain karena relatif mudahnya DCA, metode ini dianggap yang paling banyak digunakan. Asumsi dasar dalam DCA yang pertama kali dikembangkan (JJ. Arps, 1944), adalah bahwa penyebab apa pun yang mengendalikan tren kurva *decline* di masa lalu akan terus mengatur trennya di masa mendatang dengan cara yang sama/seragam (*uniform*). *Decline curve* (kurva penurunan produksi) merupakan salah satu metode yang dapat digunakan untuk:

- Menghitung cadangan sisa minyak atau gas dari suatu reservoir yang telah mengalami penurunan produksi dan tidak mengalami perubahan metode produksinya.
- Memperkirakan besarnya laju produksi dan produksi kumulatif dalam skala sumur, reservoir, atau lapangan pada waktu tertentu.
- Sebagai cara analisis pengembangan lapangan.

Penggunaan metode *decline curve* memerlukan data produksi, baik data produksi per sumur ataupun data produksi kumulatif per reservoir, sepanjang masa produksi sumur atau reservoir tersebut. Karakteristik *decline curve* ditentukan oleh faktor-faktor:

1. Geologi: *lithofacies* batuan reservoir.
2. Reservoir: dimensi, mekanisme pendorong, heterogenitas reservoir.
3. Batuan dan fluida reservoir: porositas, permeabilitas, saturasi fluida, sifat fisik fluida.

4. Kondisi sumur: diameter sumur, interval kompleks, kerusakan formasi, ketinggian fluida, ukuran choke dan fasilitas dan mekanisme pengangkatan.

3.2 Jenis (Tipe) Analisa *Decline Curve*

3.2.1 *Decline Curve* Konvensional Model JJ. Arps

Analisa DCA yang dikembangkan oleh JJ Arps adalah metode yang paling umum digunakan untuk memperkirakan *Ultimate Recovery* dari suatu cadangan dan peramalan kinerja produksi. Hal ini karena hasil untuk *history matching* yang baik (*robust*) dan kesederhanaan dari metodenya. Model analisisnya didasarkan pada asumsi penting yaitu: kondisi operasi produksi masa lalu yang tidak terpengaruh (konstan), dan tekanan pengurasan atau *drainage* sumur tetap konstan serta diproduksi pada tekanan BHP yang konstan. Selain itu, Model Arps baik diterapkan dalam aliran *pseudo*-mantap ketika jenis aliran berpindah dari region aliran linier ke region aliran *boundary dominated flows* (BDF). Hal ini menunjukkan persamaan Arps kurang baik digunakan untuk peramalan produksi pada sumur horizontal dengan karakteristik reservoir permeabilitas rendah (Ali and Sheng, 2015). Model analisis kurva DCA Arps dapat diringkas menjadi tiga jenis yaitu: Persamaan eksponensial (2-1), Persamaan hiperbolik (2-2), dan Persamaan harmonik (2-3).

Exponential decline disebut juga *geometric decline* atau *semilog decline* atau *constant percentage decline*. Harga *decline rate* (D) tidak berubah terhadap waktu dan $b=0$, sehingga berlaku persamaan:

$$q = q_i e^{-Dt} \quad (2-1)$$

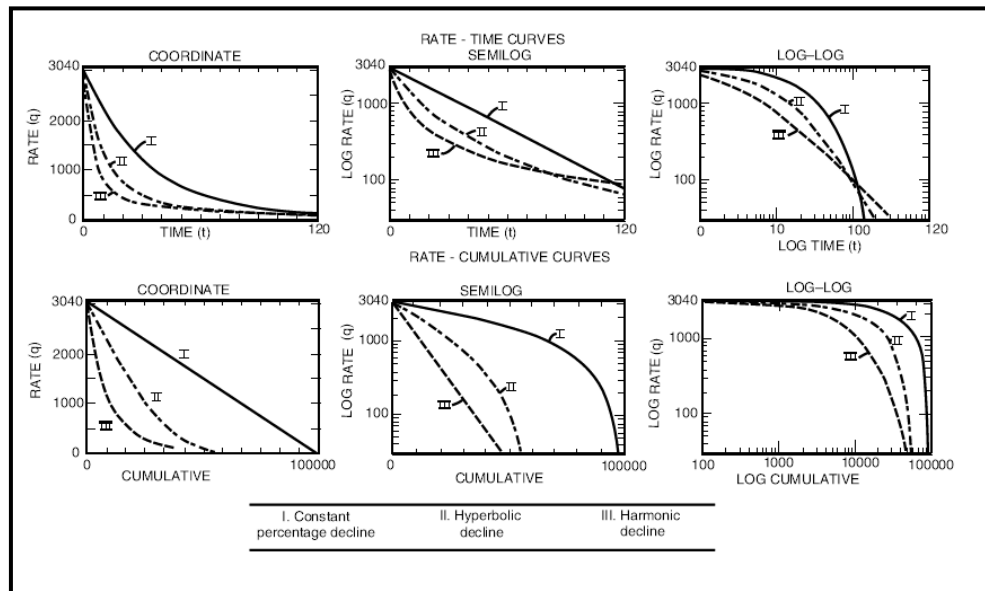
Kurva hiperbolik (*hyperbolic decline*) memiliki harga b antara 0 dan 1, sehingga berlaku persamaan:

$$q = \frac{q_i}{(1+bD_i t)^{\frac{1}{b}}} \quad (2-2)$$

Kurva harmonik (*harmonic decline*) merupakan bentuk khusus dari kurva hiperbolik dimana memiliki harga eksponen *decline* $b = 1$, sehingga:

$$q = \frac{q_i}{1+D_i t} \quad (2-3)$$

Dimana q adalah laju produksi dalam satuan STB/day atau Mscf/day, q_i adalah laju produksi mula-mula dengan satuan STB/day atau Mscf/day, D adalah konstanta *decline*, D_i adalah konstanta *decline* mula-mulai, dan b adalah *decline* eksponen.



Gambar 3. 1 Berbagai Tipe Grafik Plot pada Model *Decline* (JJ. Arps, 1944)

3.2.1.1 Penentuan Tipe *Decline Curve* Metode *Trial and Error*

Dalam menentukan tipe *decline* suatu lapangan ada berbagai cara, berikut ini salah satu metode yang dapat digunakan yaitu metode *trial and error* dengan *chi square* dapat digunakan:

1. Membuat tabulasi waktu (t), laju produksi aktual (q_{ac}) laju prod *forecast* (q_{fc}) dengan berbagai harga b Masukkan data t dan q_{ac} pada tabel tersebut.
2. Asumsikan harga b mulai 0 sampai dengan 1 ($b = 0$ untuk *exponential*, $0 < b < 1$ untuk *hyperbolic*, $b = 1$ untuk *harmonic*).
3. Dari data produksi diambil dua titik data ($t_i=0$; q_i dan t_t ; q_t).
4. Hitung D_i untuk harga $b = 0$ sd. 1
5. Hitung laju produksi *forecast* (q_{fc}) mulai dari $t=1$ untuk harga $b = 0$ sd. $b=1$
6. Hitung selisih q *actual* dengan q *forecast* dan (X^2) untuk masing-masing t dengan menggunakan persamaan *Chi-Square Test*, sebagai berikut:

$$x^2 = \left| \frac{(q_{ac} - q_{fc})^2}{q_{fc}} \right| \quad (2-4)$$

3.2.2 Decline Curve Stretched Exponential Model (SEM)

Valkó mengaplikasikan SEDM (*Stretched Exponential Decline Model*) pada ± 7000 sumur horizontal di reservoir *unconventional (shale)* (Valkó, 2009), yang merupakan metode empiris, berbeda dengan persamaan Arps karena menggambarkan tren penurunan data produksi yang diperoleh dari reservoir konvensional. Persamaan ini dikembangkan agar sesuai dengan region aliran transien. Keuntungan dari model ini adalah dapat ditentukannya nilai *Estimate Ultimate Recovery* (EUR) tanpa perlu diketahuinya nilai batasan waktu produksi atau laju produksi (Valkó and Lee, 2010). Keunggulan model ini dengan model lain, adalah model ini memiliki basis pendekatan fisika dan diturunkan dari persamaan diferensial utama. Laju produksi menurun seiring waktu menurut persamaan berikut:

$$q = q_i \exp\left[-\left(\frac{t}{T}\right)^n\right] \quad (2-5)$$

Dimana q adalah laju produksi dalam satuan STB/day atau Mscf/day, q_i adalah laju produksi mula-mula dengan satuan STB/day atau Mscf/day, t adalah rasio waktu ke-1,2,3,4 dst, T adalah eksponen waktu (*dimensionless*), dan n adalah eksponen dalam SEM (*dimensionless*). Dalam riset lain yang dilakukan oleh Can (2012) menyimpulkan model SEM menunjukkan hasil yang lebih baik daripada model JJ. Arps pada reservoir dengan karakteristik *tight formation* dengan permeabilitas yang kecil dengan keunggulannya yaitu dapat diperoleh nilai EUR tanpa terbatas waktu (*bounded nature*) dan perilaku linier dalam menghitung RF (*Recovery Factor*).

Tabel III- 1 Perbandingan DCA (*Decline Curve Analysis*) JJ Arps Model dan *Stretched Exponential Model* (SEM)
(Manda and Nkazi, 2020)

| No. | Model | Persamaan | Kelemahan | Kelebihan |
|-----|-------------------------------|--|--|---|
| 1. | <i>Hyperbolic Arps</i> | $q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$ | <i>Overestimate EUR</i> | <i>robust</i> dan mudah dipakai |
| 2. | <i>Eksponential Arps</i> | $q = q_i e^{-Dt}$ | <i>Overestimate EUR</i> | <i>robust</i> dan mudah dipakai |
| 3. | <i>Harmonic Arps</i> | $q = \frac{q_i}{1 + D_i t}$ | <i>Overestimate EUR</i> | <i>robust</i> dan mudah dipakai |
| 4. | <i>Stretched Eksponential</i> | $q = q_i \exp\left[-\left(\frac{t}{T}\right)^n\right]$ | Memerlukan waktu yang panjang untuk analisa <i>trend decline</i> | <i>bounded nature</i> pada EUR, <i>straight-line</i> pada EUR |

3.2.2.1 Penentuan metode *Stretched Exponential Decline Model* (SEM)

Dalam menyelesaikan persamaan SEM suatu lapangan ada berbagai cara, berikut ini salah satu metode yang dapat digunakan yaitu metode *trial and error* dengan log-log plot $\ln q_i/q$ vs t , berikut langkah-langkahnya:

1. Mencari parameter τ dan n dahulu dengan menggunakan grafik log-log plot dari $\ln (q_i/q)$ vs t , dengan bentuk persamaan sebagai berikut:

$$\ln \left(\frac{q_i}{q} \right) = \left(\frac{t}{\tau} \right)^n \quad (2-6)$$

2. Dari persamaan diatas akan didapatkan plot grafik log-log.
3. Dari grafik diatas dapat ditarik garis lurus. Oleh karena itu, plot log-log dari $\ln (q_i / q)$ terhadap t menghasilkan kemiringan $(1 / \tau)^n$ sebagai garis lurus digambar melalui titik-titik memiliki bentuk, dengan persamaan garis sebagai berikut:

$$y = mx^n \quad (2-7)$$

$$m = \left(\frac{1}{\tau} \right)^n \quad (2-8)$$

4. Waktu karakteristik dapat dihitung dari nilai m dan n yang diketahui, dimana parameter n dan τ dapat diperoleh dari sekelompok sumur serupa di reservoir yang sama.

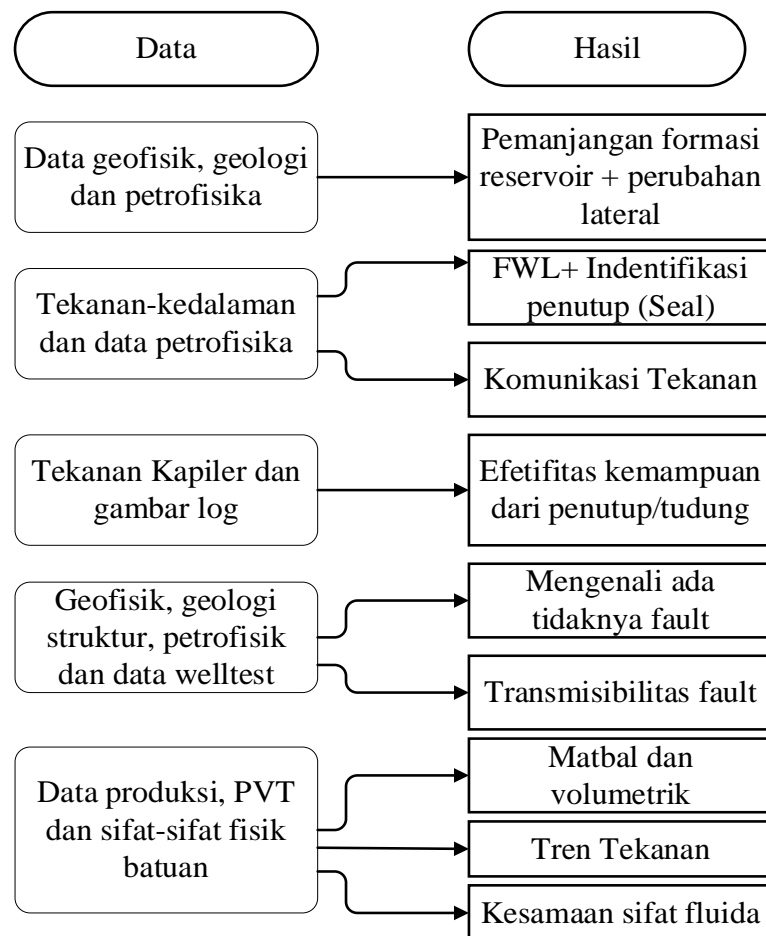
3.3 Metode Pengelompokan/Kompartmen Zona Produksi Reservoir

Didalam melakukan analisa DCA pada suatu lapangan, diperlukan pengelompokkan sumur sehingga dapat diperoleh kelompok-kelompok sumur dalam satu zona produksi yang sama, karena didalam suatu lapangan bisa terdiri dari lebih dari satu zona produksi yang koneksi antar zona produksi tersebut sangat terbatas (*limited*) (Snedden *et al.*, 2007). Cabang studi didalam pengelompokkan zona produksi yang saling terhubung secara terbatas disebut *reservoir compartmentalization*. Fungsi dari metode ini sangat banyak seperti: evaluasi performa sumur produksi, pengembangan suatu lapangan, atau untuk evaluasi *infill drilling program*. Disini akan dibahas secara sekilas beberapa metode yang digunakan untuk pengelompokkan zona produksi dan metode utama yang digunakan dalam melakukan pengelompokkan pada Lapangan “JO”.

1. **Kesamaan karakteristik sifat fluida reservoir:** Biasanya, ketika dua zona produksi berhubungan (komunikasi), sifat fluida mereka serupa. Namun, karena beberapa alasan seperti pengisian reservoir yang sedang berlangsung atau gradien termal, hidrokarbon dalam suatu reservoir bersifat heterogen. Bahkan dalam kasus ini, perbedaan sifat fluida menunjukkan tren yang berarti. Sangat penting untuk dicatat bahwa hidrokarbon reservoir di dua zona produksi yang berdekatan mungkin telah diisi dari *source rock* yang berbeda.
2. **Tren perubahan/penurunan tekanan selama produksi:** Tekanan di dua zona produksi yang saling berdekatan apabila saling terhubung/berkomunikasi akan menggambarkan tren yang sama. Artinya setiap perubahan tekanan di satu zona produksi (terkait dengan produksi atau injeksi) menunjukkan pengaruhnya di zona produksi lainnya.
3. **Komunikasi tekanan (*Pressure Communication*):** Metode analisa ini sangat penting untuk memutuskan hubungan/konektivitas lateral dua zona produksi yang saling berdekatan. Jika tekanan awal di lapisan reservoir dari dua zona produksi yang berdekatan berada dalam garis gradien yang sama, ini biasanya berarti kolom minyak dan gas di kedua zona produksi tersebut sedang berhubungan/berkomunikasi.
4. **Investigasi tentang transmisibilitas *fault* / sesar antar zona produksi:** Sesar dapat bertindak sebagai penghalang aliran hidrokarbon, yang mengakibatkan kompartementalisasi, atau dapat menghubungkan aliran (*transmissible*) dan memungkinkan komunikasi antara kedua sisinya. Oleh karena itu, pemeriksaan transmisibilitas *faults* yang ada antara zona produksi yang diteliti merupakan salah satu langkah yang penting.

Ada banyak metode lain yang tidak disebutkan, karena reservoir *compartmentalization* merupakan subjek penelitian yang sangat luas dan terus berkembang sehingga tidak semua dapat dibahas disini, akan tetapi rangkuman dari hubungan data dan hasil yang diperoleh dari melakukan analisa *connectivity* suatu reservoir dapat dilihat pada **Gambar 2.1** (Qassamipour, Khodapanah and Tabatabaei-Nezhad, 2020) merupakan hubungan antara data yang diperoleh dan hasil analisa yang mungkin dihasilkan dari pengolahan data tersebut.

Dalam pengelompokan sumur di Lapangan “JO” didasarkan pada data studi data geofisika dan geologi yang berupa peta top struktur dengan kedalaman elevasinya, yang menunjukkan ada tidaknya *fault* di sekitar zona produksi tersebut, serta untuk melihat *trend* atau arah rekahan dari hasil studi geologi dan geofisika, selain itu, pengelompokan didasarkan pada hasil observasi data tekanan@datumn dan data produksi dari sumur-sumur yang ada pada Lapangan “JO”.



Gambar 3. 2 *Flowcart* Hubungan Data dan Hasil Analisa *Connectivity*. (Qassamipour, Khodapanah and Tabatabaei-Nezhad, 2020)

3.4 Klasifikasi Reservoir Rekah Alami

Klasifikasi reservoir rekah alami telah dilakukan oleh Hubbert dan Willis (1995) dan dimodifikasi oleh Ronald (2001) membagi tipe reservoir berdasarkan fungsi/pengaruhnya terhadap reservoir menjadi beberapa bagian yaitu:

- **Tipe 1:** Rekahan (*fracture*) menyediakan porositas dan permeabilitas pada suatu reservoir.

- **Tipe 2:** Rekahan (*fracture*) hanya menyediakan permeabilitas pada suatu reservoir.
- **Tipe 3:** Rekahan (*fracture*) menyediakan tambahan permeabilitas pada suatu reservoir yang sudah diproduksi.
- **Tipe 4:** Rekahan (*fracture*) tidak menyediakan permeabilitas dan porositas akan tetapi menciptakan ketidakseragaman (*anisotropy*) yang signifikan pada zona produksi suatu reservoir karena menjadi penyekat (*barriers*).

Berikut ini adalah beberapa lapangan/reservoir yang diklasifikasikan berdasarkan tipe rekahan seperti diatas. Pada lapangan yang pertama adalah lapangan yang memiliki reservoir rekah alami dengan karakteristik tipe 1, dimana rekahan menyediakan porositas dan permeabilitas yang signifikan bagi reservoir tersebut, dalam **Tabel III-2**, dapat diketahui bahwa Amal merupakan salah satu lapangan dengan cadangan terbesar, hal ini karena reservoir yang terletak pada lapangan ini memiliki luas 100,000 acres dengan ketebalan 800 ft dengan porositas 1,7 %.

Tabel III- 2 Contoh Lapangan Tipe 1 (Rekahan menambah porositas dan permeabilitas yang signifikan pada reservoir).

(Ronald, 2001)

| Lapangan | | Cadangan (mbbl) |
|-----------------|------------|------------------------|
| Amal | Libya | 1700 |
| Elenburg | Texas | 107.8 |
| Edison | California | 42 |
| Wolf Springs | Montana | 5.4 |
| PC Field | Kansas | 3.8 |
| Big Sandy | Kentucky | 3 |

Selanjutnya contoh reservoir yang memiliki karakteristik tipe 2 dapat dilihat pada **Tabel III-3**, dimana rekahan hanya menyediakan permeabilitas yang signifikan, dan matriks batuan menyediakan porositas yang besar, sehingga cadangan reservoir rekah alami pada tipe 2, rata-rata lebih besar dari rata-rata cadangan reservoir alami tipe 1.

Tabel III- 3 Contoh Lapangan Tipe 2 (Rekahan menambah permeabilitas yang signifikan pada reservoir).

(Ronald, 2001)

| Lapangan | | Cadangan (mbbl) |
|-------------------|----------|------------------------|
| Agha Jari | Iran | 9500 |
| Haff Kell | Iran | 2660 |
| Rangely | Colorado | 600 |
| Spraberry | Texas | 447 |
| Altamont-Bluebell | Utah | 250 |
| Sooner Trend | Oklahoma | 70 |

Kemudian adalah reservoir rekah alami yang masuk ke dalam tipe 3 dapat dilihat pada **Tabel III-4**, dimana rekahan memberikan bantuan (*permeability assist*) terhadap zona produksi pada suatu reservoir, dimana matrix batuan memiliki permeabilitas yang rendah dan sangat tidak signifikan artinya rekahan lebih dominan pengaruhnya terhadap zona produksi.

Tabel III- 4 Contoh Lapangan Tipe 3 (Rekahan memberikan bantuan permeabilitas terhadap zona produksi).

(Ronald, 2001)

| Lapangan | | Cadangan (mbbl) |
|------------------|---------|------------------------|
| Kirkuk | Iraq | 15000 |
| Gachasaran | Iran | 8000 |
| Hassi Messaoud | Algeria | 6000 |
| Dukhan | Qatar | 4570 |
| Cottonwood Creek | Wyoming | 182 |
| Lack | France | 8.8 |

Banyak yang berasumsi yang menyatakan bahwa rekahan akan menyebabkan pengaruh negatif terhadap suatu reservoir, seperti rekahan dapat menyebabkan matriks batuan jelek dan susah untuk dikontrol. Faktanya, dari 3 tipe reservoir di atas memberikan pengaruh positif terhadap reservoir yang telah diproduksikan, berikut ini ringkasan pengaruh positif rekahan terhadap zona produksi suatu reservoir.

Tabel III- 5 Pengaruh Positif Rekahan pada Reservoir Tipe 1 (Rekahan menambah porositas dan permeabilitas yang signifikan pada reservoir)

(Ronald, 2001)

| No | Pengaruh |
|----|--|
| 1. | Area pengurusan sumuran menjadi luas |
| 2. | Hanya beberapa sumur yang membutuhkan pengembangan lebih lanjut |
| 3. | Korelasi yang baik antara laju alir sumuran dan cadangan |
| 4. | Sumur-sumur yang baik sering muncul di tahap awal (<i>early</i>) |
| 5. | Memiliki Indek Produktivitas (PI) yang tinggi |
| 6. | Dapat memproduksi dari batuan yang memiliki sifat fisik batuan dengan karakteristik yang buruk |

Tabel III- 6 Pengaruh Positif Rekahan pada Reservoir Tipe 2 (Rekahan menambah permeabilitas yang signifikan pada reservoir)

(Ronald, 2001)

| No | Pengaruh |
|----|--|
| 1. | Dapat memproduksi reservoir dengan permeabilitas batuan yang sangat rendah/kecil |
| 2. | Menghasilkan laju produksi yang lebih besar daripada yang diperkirakan. |
| 3. | Pengisian hidrokarbon biasanya difasilitasi oleh rekahan |

Tabel III- 7 Pengaruh Positif Rekahan pada Reservoir Tipe 3 (Rekahan meningkatkan permeabilitas ada zona produksi)

(Ronald, 2001)

| No | Pengaruh |
|----|--|
| 1. | Cadangan dominan terletak pada matriks batuan |
| 2. | Distribusi Cadangan tersebar secara merata dan homogen |
| 3. | Laju produksi tinggi yang lama (<i>sustained</i>) |
| 4. | Kontinuitas reservoir yang tinggi |

3.5 Kompartmen pada Reservoir Rekah Alami

Kompartmen merupakan bagian integral dari reservoir rekah alami, hal tersebut mengontrol distribusi dari cadangan dan bagaimana cara mengeksploitasinya. Jumlah kompartmen juga berakibat pada jumlah sumur yang dibutuhkan untuk menguras reservoir tersebut, ketika kompartmen semakin banyak maka sumur yang dibutuhkan juga semakin banyak, identifikasi dan prediksi kompartmen yang baik dapat menghindari *error* ketika melakukan pengambilan keputusan ketika melakukan pengembangan lapangan.

Pada umumnya, reservoir rekah alami terdiri dari banyak kompartmen, hal ini terjadi akibat tipe batuan yang membentuknya yang dipengaruhi oleh *compressive stress* yang diterima oleh batuan tersebut selama pembentukan formasi dari reservoir tersebut, sangat sulit untuk mengetahui kompleksitas dari suatu struktur apabila hanya berdasarkan dari interpretasi geofisika, interaksi antara berbagai disiplin ilmu (geofisika, geologi, reservoir, dan produksi) sangat penting di dalam mendiskripsikan kompartmen dari reservoir rekah alami. (McGeer and Refani, 2019)

Salah satu analisa kompartmen yang pernah dilakukan dengan cukup baik pada reservoir rekah alami terletak pada Lapangan Minyak di Meksiko Selatan (Paredes, Arana and Larez, 2015), mereka melakukan analisa kompartmen dengan menganalisa sejarah perilaku tekanan-produksi dan komposisional data, analisa ini dilakukan untuk mengurangi ketidakpastian yang muncul karena sifat reservoir rekah alami yang sangat dinamik dan sulit untuk diprediksi, selain itu, analisa deskriptif pada reservoir rekah alami biasanya dilakukan dengan metode pendekatan geologi dan tidak berdasarkan data dinamik sehingga biasanya kurang akurat. Analisa kompartmen pada lapangan ini didasarkan pada: (1) Perilaku Produksi (minyak, WC, GOR) (2) Perilaku THP dan BHP (3) Orientasi dan intensitas rekahan (4) Analisa Komposisional fluida.

Dari metode/*workflow* ini mampu memecahkan masalah dalam melakukan *history matching* pada proses pemodelan simulasi reservoir pada lapangan ini sehingga model lebih representatif.

BAB IV

ANALISA DATA

4.1 Pengumpulan Data Lapangan

Pengumpulan data dilakukan pada Lapangan “JO” yang memiliki 37 sumur, terdiri dari 1) Data Produksi: Laju Produksi Minyak (bpd), Sejarah Sumur Aktif, 2) Data Tekanan: Data Tekanan *Shut in Period*, Dan Data Penunjang: 3) Peta Hasil Studi Geologi dan Geofisika.

Dari data tersebut, yang pertama dilakukan adalah analisa *kompartment/klaster* secara kualitatif berdasarkan data tekanan *shut in @datumn* untuk mengetahui nilai estimasi tekanan statis (*estimate static pressure*) vs waktu dan untuk mengamati tren penurunan tekanan statis terhadap waktu. Selain itu, dilakukan pengamatan/observasi terhadap laju produksi tiap-tiap sumur vs waktu.

Setelah analisa *kompartment*, dilakukan analisa selanjutnya yaitu analisa *decline curve* untuk dilakukan peramalan (*forecast*) produksi tiap-tiap *kompartment*, hasil perhitungan cadangan dari tiap-tiap *kompartment* akan dibandingkan dengan analisa *decline curve* skala lapangan.

4.1.1 Data Hasil Studi Geologi dan Geofisika

Dari hasil studi geologi dan geofisika yang telah dilakukan pada Lapangan “JO” dapat diketahui kemungkinan arah rekahan, dan sebaran rekahan di Lapangan “JO” yang dapat membantu untuk melakukan analisa *kompartment* pada Lapangan “JO”, diketahui bahwa tren rekahan pada Lapangan “JO” ada dua yang mendominasi yaitu NW-SE, dan NE-SW, data tersebut kita tambahkan dengan koordinat sumur yang telah dikumpulkan. Dapat dilihat pada **Gambar 2.4** dan **Gambar 4.15**.

Dari hasil studi geologi dan geofisika diketahui bahwa ada dua blok utama reservoir Lapangan “JO” yaitu Blok Utara dan Selatan dimana blok ini terpisahkan oleh patahan/sesar yang besar. karena reservoir lapangan ini berjenis granitik *basement* rekah (*fractured basement*), maka reservoir pada lapangan ini tidak berlapis-lapis (*laminated*) seperti zona produksi reservoir migas pada umumnya

dimana lapisan satu terpisah dari lapisan yang lainnya (lapisan 1, lapisan 2, lapisan 3, dll) karena adanya perbedaan fasies dengan lapisan di atasnya, pada lapangan ini zona-zona produksi saling terhubung atau terpisah oleh rekahan itu sendiri, sehingga muncul tantangan tersendiri dalam melakukan analisa pada Lapangan “JO”, dari 37 sumur yang ada pada lapangan ini merupakan sumur horizontal dengan kompleksi *open hole* dan *single zone* atau tidak ada sumur yang *commingle*.

4.1.2 Data Dinamik pada Lapangan “JO”

Setelah memplot kordinat sumur pada peta hasil studi geologi dan geofisika dilakukan, pengambilan data tekanan@*datumn* pada periode *shut in*, dimana tekanan sudah pada @*datumn* yang sama yaitu pada kedalaman dimana data ini nantinya akan digunakan untuk menganalisa secara kualitatif estimasi tekanan statis dan tren penurunan kurva dari setiap sumur untuk menganalisa kompartmen dari sumur-sumur yang ada pada Lapangan “JO”, pengelompokkan dilakukan secara *trial and error* dengan melihat Tekanan@*Datumn* vs Waktu serta dipandu dengan peta distribusi dan tren arah rekahan pada peta geologi dan geofisika. Grafik profil tekanan@*datumn* sumur-sumur dapat dilihat pada **Gambar 2.7**.

Grafik profil tekanan@*datumn* sumur-sumur yang ada pada Lapangan “JO” sebelum dilakukan analisa kompartmen, selain profil tekanan@*datumn* juga dianalisa laju produksi dari tiap-tiap sumur (**Gambar 2. 6**) untuk memperjelas analisa kompartmen yang telah dilakukan. Berikut langkah-langkah analisa kompartmen pada Lapangan “JO”:

1. Melihat koordinat sumur di Peta Struktur Lapangan “JO”.
2. Mengelompokkan sumur-sumur dengan melihat *trend* orientasi/arah rekahan berdasarkan hasil studi geologi dan geofisika.
3. Memvalidasi kelompok tersebut dengan mengamati estimasi penurunan tekanan statis dari tiap sumur.
4. Melakukan *trial and error* dengan memasukkan dan mengeluarkan sumur-sumur dalam kompartmen tersebut dengan sumur yang disekitarnya sampai penurunan tekanan statis tiap-tiap sumur pada kompartmen tersebut memiliki kecocokan.

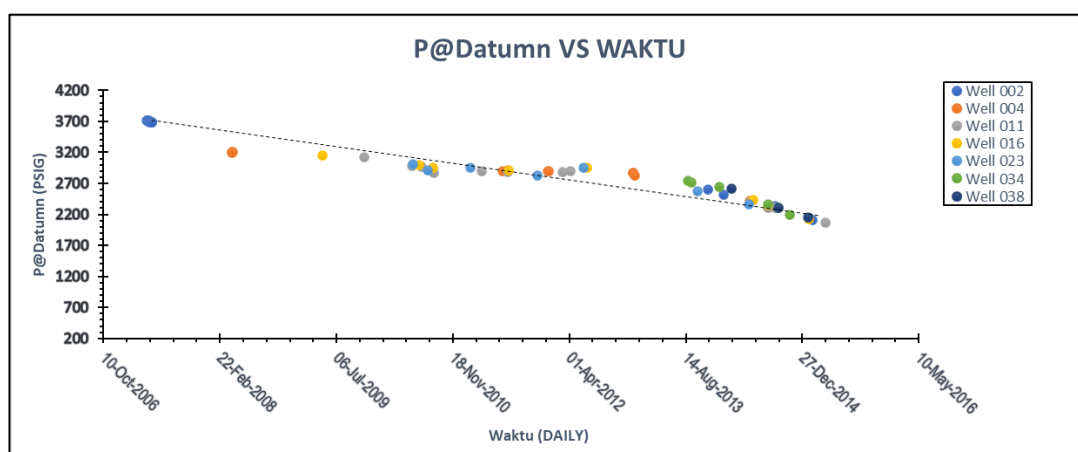
4.2 Analisa Kompartmen Lapangan “JO”

Analisa kompartmen selanjutnya dilakukan dengan melakukan pengamatan terhadap estimasi tekanan statis dan tren penurunan tekanan statis terhadap waktu, serta tren produksi terhadap waktu, analisa dilakukan secara *trial and error*, dengan panduan dari peta hasil studi geologi dan geofisika, serta dengan mengamati tren penurunan tekanan statis. Dari analisa yang telah dilakukan terdapat 7 kelompok utama yang ada pada Lapangan “JO” dimana terdapat 3 kelompok dibagian selatan dan 4 kelompok dibagian utara.

4.2.1 Analisa Kompartmen Selatan 1

Sumur-sumur pada kompartmen selatan 1 terdiri dari Sumur: W-002, W-004, W-011, W-016, W-023, W-034 dan W-38. Diketahui bahwa sumur kelompok ini menurut studi geologi dan geofisika memiliki arah rekahan yang sama yaitu NW-SE.

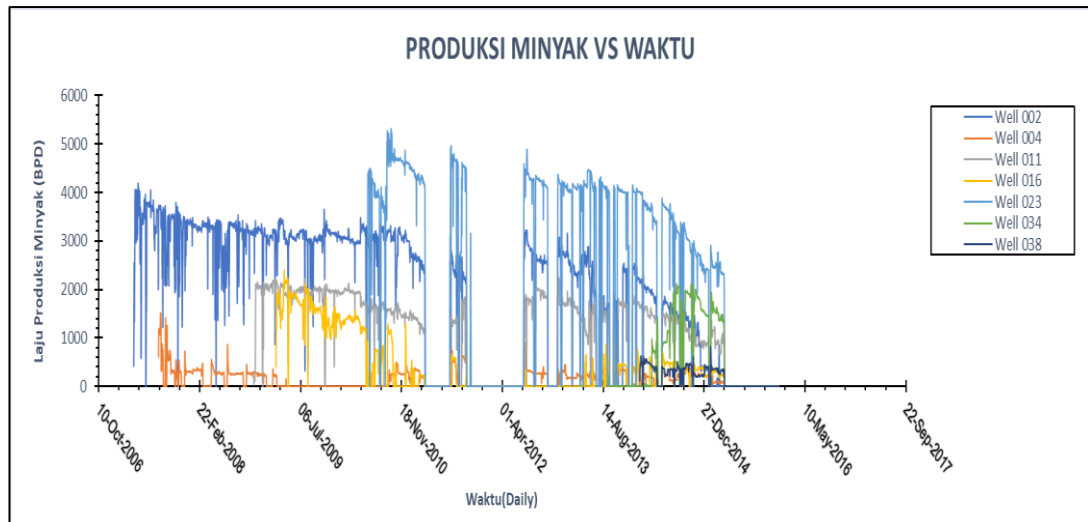
Dari analisa *trend* penurunan estimasi tekanan statis sumur-sumur pada kompartmen ini memiliki tren yang relative sama dengan estimasi tekanan statis reservoir mula-mula 3700 psig (2006) pada tahun 2008 tekanan statis reservoir mengalami penurunan sampai 3000 psig, hal ini menandakan adanya komunikasi tekanan antar sumur (*pressure communication*).



Gambar 4. 1 Hasil Analisa P@Datumn vs t Kompartmen Selatan 1.

Selain dari data tekanan, komunikasi antar sumur juga terlihat dari pengamatan tren produksi, salah satunya adalah Sumur W-023 Ketika mulai berproduksi tahun 2010 sumur yang diproduksi terlebih dahulu Sumur W-002

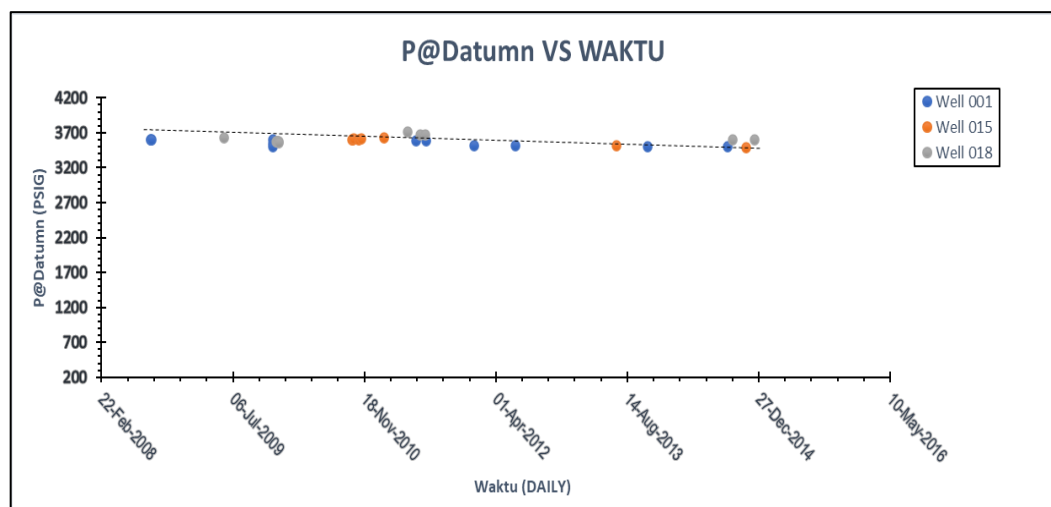
(2007) dan W-016 (2009) mengalami penurunan *trend* produksi secara signifikan. Setelah itu Sumur terakhir W-034 (2014) yang diproduksi juga mempengaruhi Sumur W-002, W-016 dan W-023.



Gambar 4. 2 Hasil Analisa Q_o vs t Kompartmen Selatan 1.

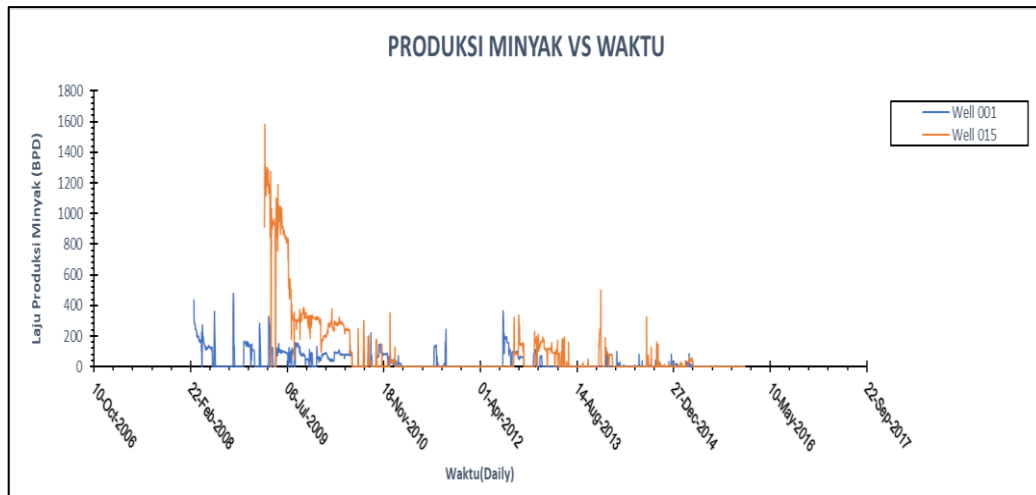
4.2.2 Analisa Kompartmen Selatan 2

Kompartmen ini terdiri dari Sumur: W-001, W-015, W-018 dapat dilihat bahwa sumur kelompok ini menurut studi geologi dan geofisika memiliki arah rekahan yang sama yaitu NW-SE. Kelompok Selatan 2 memiliki mula-mula estimasi tekanan statis yang sama sebesar 3700 psig (2008) dan penurunan tekanan statis reservoir yang relatif sama menjadi 3500 psig (2014).



Gambar 4. 3 Hasil Analisa $P@Datumn$ vs t Kompartmen Selatan 2.

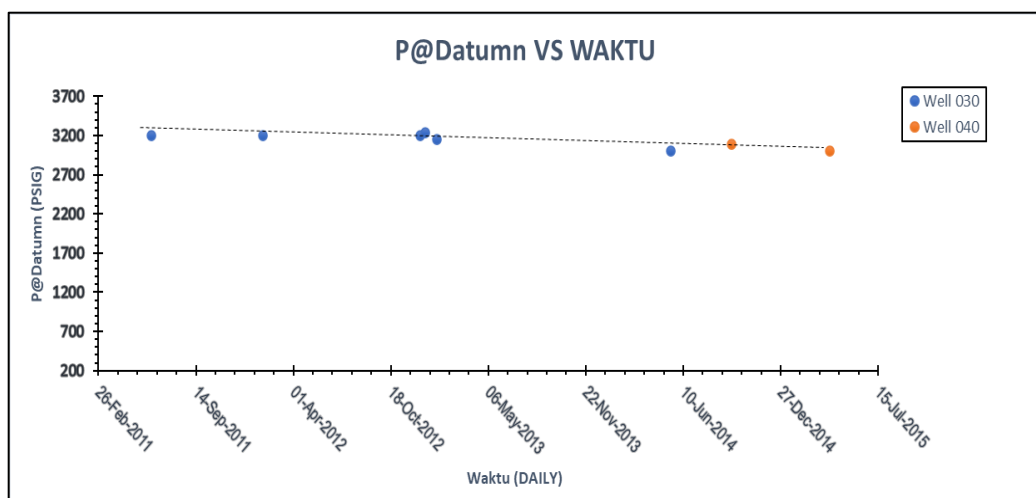
Selain itu, Sumur-sumur pada kompartmen bagian ini W-001, W-015, W-018 juga memiliki karakteristik laju produksi minyak yang rendah, dimana Sumur W-018 tidak berproduksi.



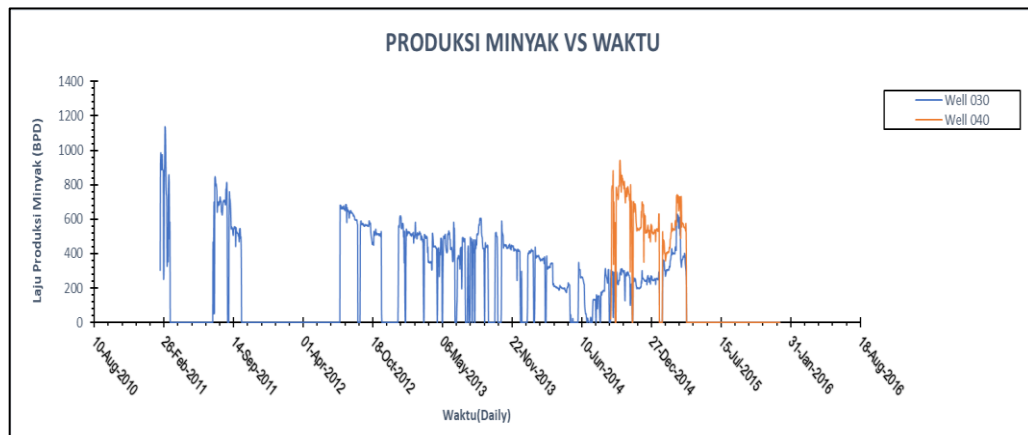
Gambar 4.4 Hasil Analisa Laju Produksi vs t Kompartmen Selatan 2.

4.2.3 Analisa Kompartmen Selatan 3

Kompartmen ini terdiri dari Sumur: W-030, dan W-040 dapat dilihat bahwa sumur kelompok ini menurut studi geologi dan geofisika memiliki arah rekahan yang sama yaitu NW-SE. Sumur – sumur pada kompartmen ini memiliki estimasi tekanan statis mula-mula 3200-3300 psig (2009), selanjutnya juga memiliki kemiripan tren penurunan tekanan yang relative sama dimana pada tahun 2014 estimasi tekanan statis-nya berkisar antara 2700-2900 psig



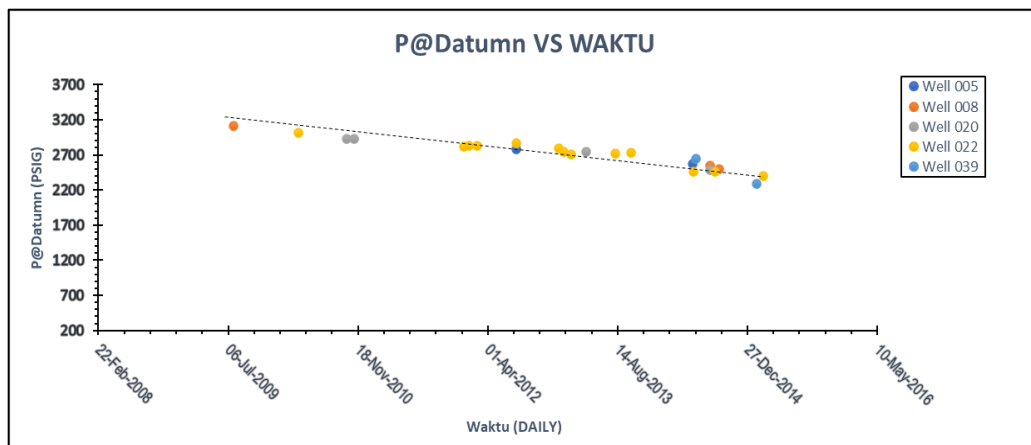
Gambar 4.5 Hasil Analisa P@Datumn vs t Kompartmen Selatan 3.



Gambar 4. 6 Hasil Analisa Laju Produksi vs t Kompартmen Selatan 3.

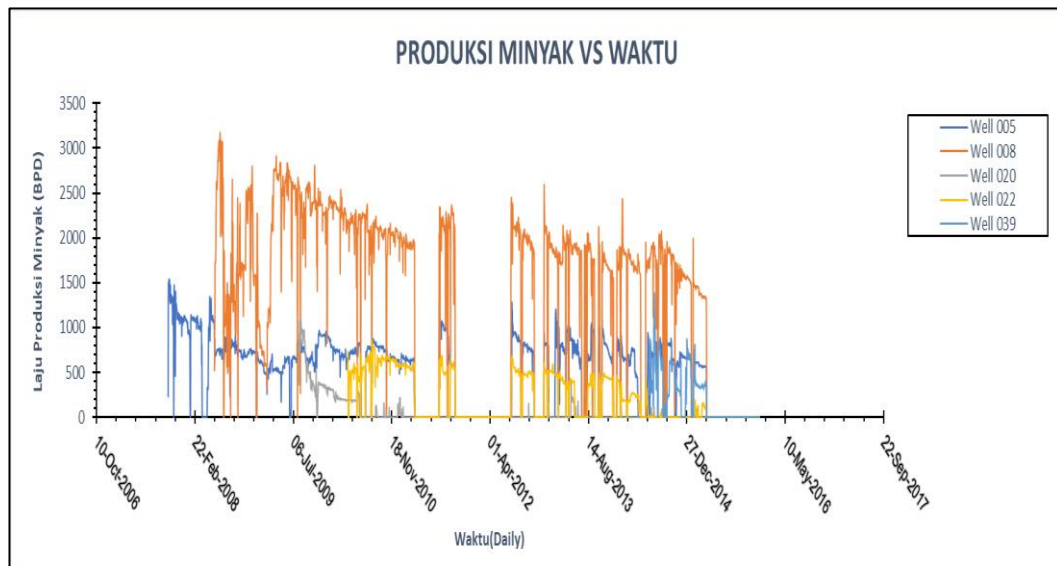
4.2.4 Analisa Kompартmen Utara 1

Kompартmen ini terdiri dari Sumur: W-005, W-008, W-020, W-022 dan W-039. Diketahui bahwa sumur kelompok ini menurut studi geologi dan geofisika memiliki arah rekahan yang sama yaitu NW-SE. Sumur-sumur ini mengikuti trend penurunan tekanan statis yang relatif sama yaitu dari 3200 (2009) psig menjadi 3000-2900 psig (2013).



Gambar 4. 7 Hasil Analisa $P@Datumn$ vs t Kompартmen Utara 1.

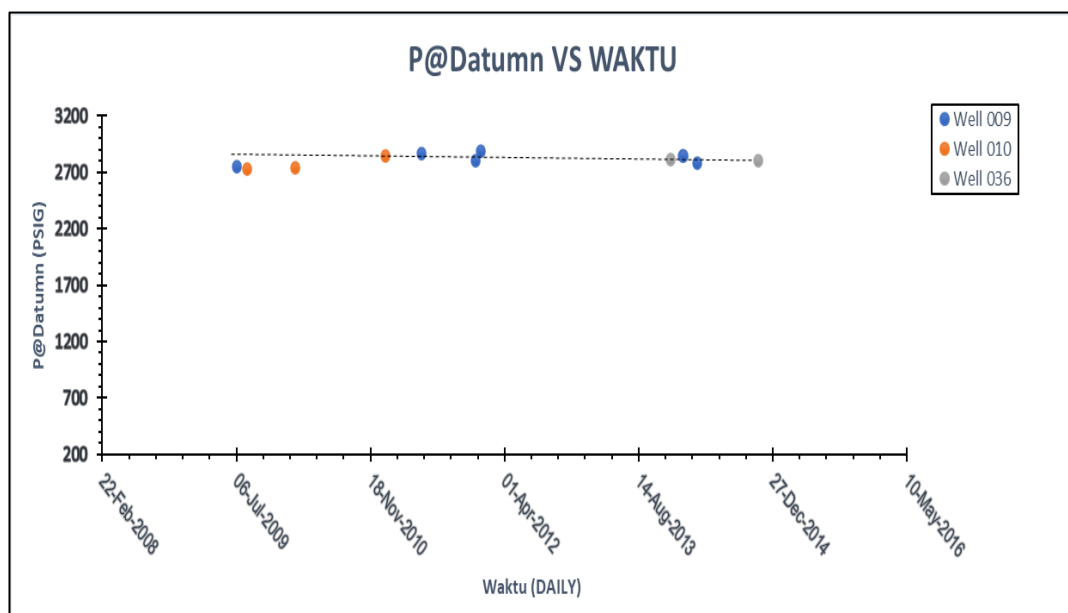
Komunikasi antar sumur juga dapat dilihat dari trend produksi Sumur W-005, Ketika Sumur W-008 diproduksi pada tahun 2008, Sumur W-005 mengalami penuruan trend produksi, Ketika W-022 (2009) berproduksi W-020 produksinya langsung turun secara signifikan. Selain itu setelah W-039 (2013) diproduksi, Sumur W-008 dan W-005 mengalami penurunan produksi yang cukup tajam.



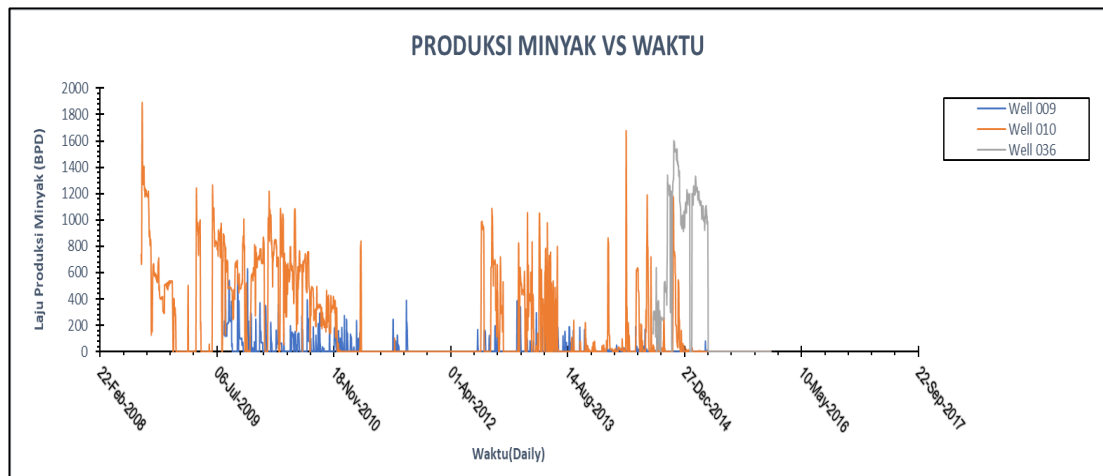
Gambar 4. 8 Hasil Analisa Laju Produksi vs Waktu Kompartmen Utara 1.

4.2.5 Analisa Kompartmen Utara 2

Kompartmen ini terdiri dari Sumur: W-009, W-010, W-036, diketahui bahwa sumur kelompok ini menurut studi geologi dan geofisika memiliki arah rekahan yang sama yaitu NW-SE. Penurunan tekanan statis yang relatif sama dari 2800 psig (2009) sampai 2600 psig (2014). Laju produksi pada kompartmen ini memiliki laju produksi yang rendah diantara dengan kompartmen yang lain.



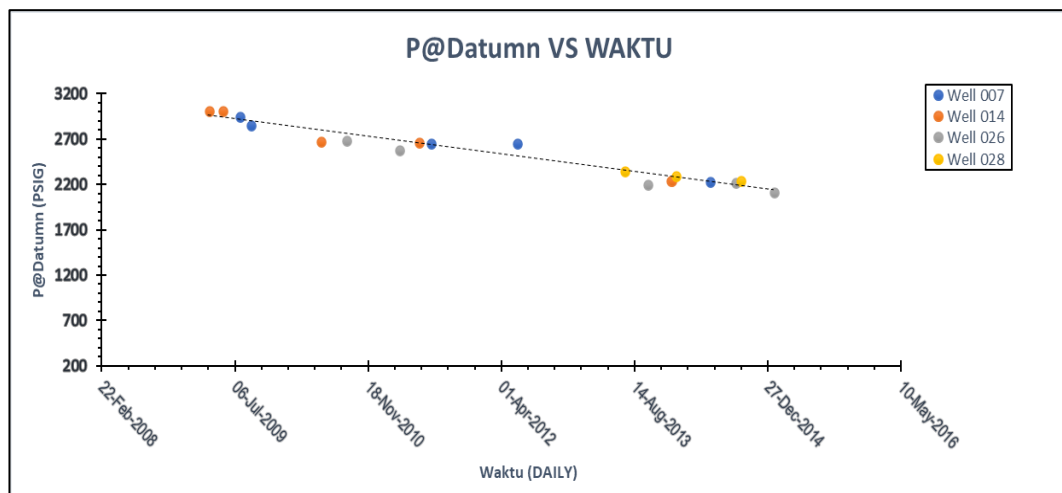
Gambar 4. 9 Hasil Analisa $P@Datumn$ vs t Kompartmen Utara 2.



Gambar 4. 10 Hasil Analisa Laju Produksi vs Waktu Kompartmen Utara 2.

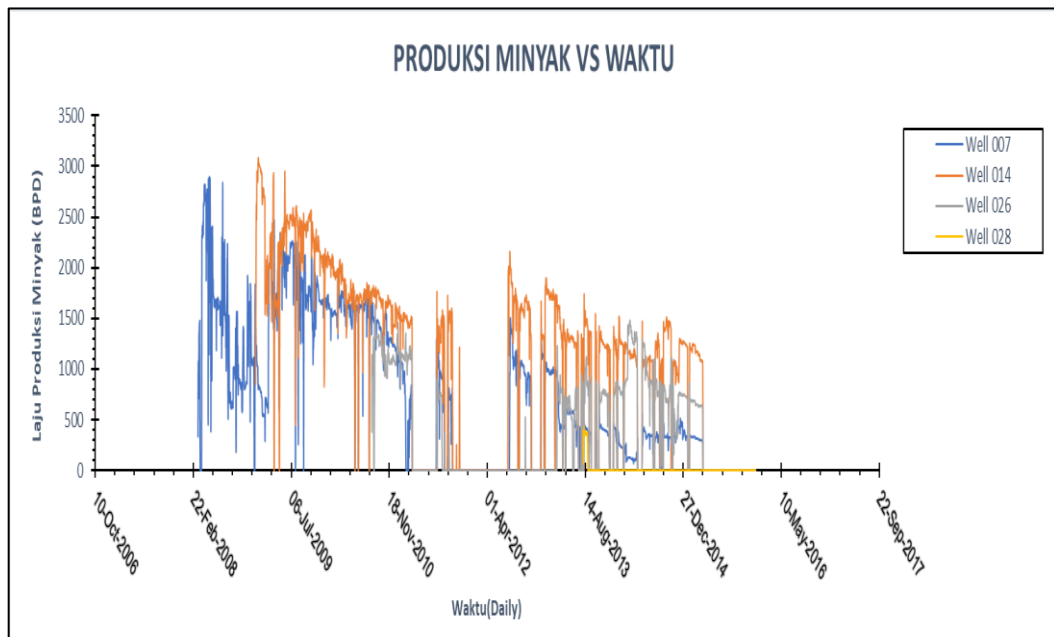
4.2.6 Analisa Kompartmen Utara 3

Kompartmen ini terdiri dari sumur: W-007, W-014, W-026, dan W-028. Diketahui bahwa sumur kelompok ini menurut studi geologi dan geofisika memiliki arah rekahan yang sama yaitu NE-SW. Penurunan tekanan statis yang relatif sama dari 3000-31 psig (2009) sampai 2100-2000 psig (2015).



Gambar 4. 11 Hasil Analisa P@Datumn vs t Kompartmen Utara 3.

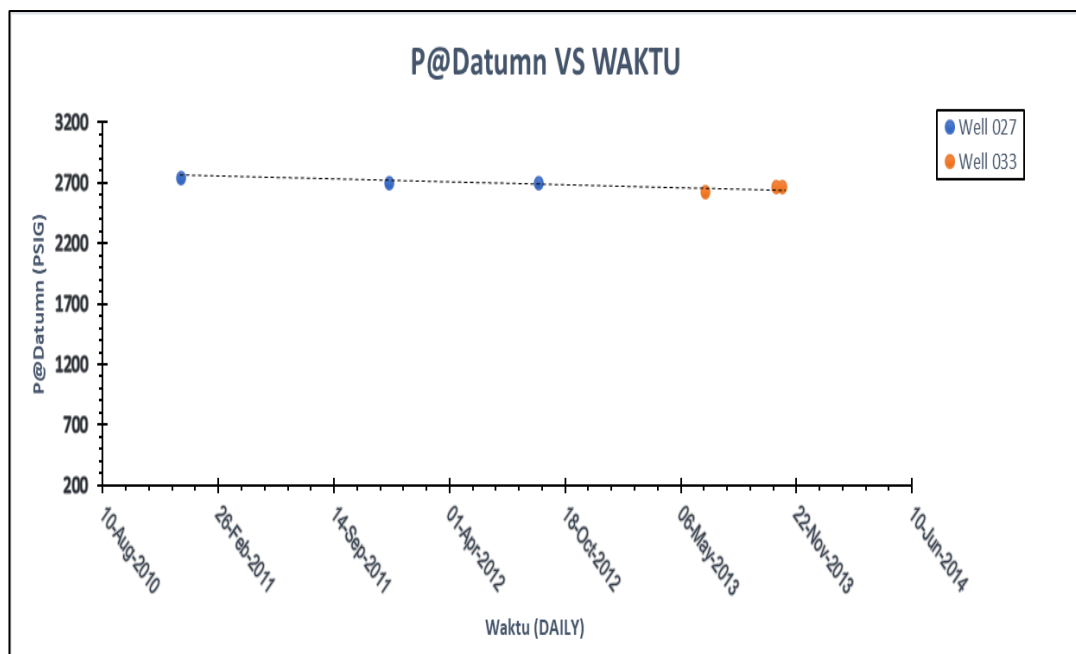
Sumur W-014 Ketika mulai berproduksi tahun 2008, Sumur W-007 produksinya mengalami penurunan yang signifikan, Ketika Sumur W-026 berproduksi pada tahun 2010 Sumur W-007 mengalami penurunan yang signifikan, Ketika W-026 mengalami kenaikan pada tahun 2013, W-028 mengalami penurunan produksi.



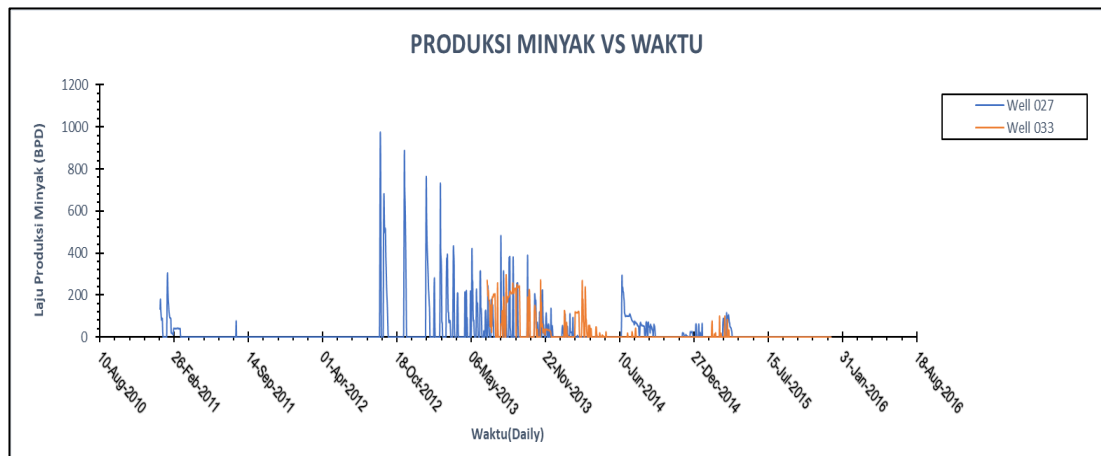
Gambar 4. 12 Hasil Analisa $P@Datumn$ vs t Kompartmen Utara 3.

4.2.7 Analisa Kompartmen Utara 4

Kompartmen utara 4 terdiri dari Sumur W-027 dan W-033, dengan estimasi tekanan statis mula-mulai adalah 3800 psig dan turun samai 1700 psig pada tahun 2015. Selain itu, kinerja laju produksi pada kompartmen ini sangat rendah.



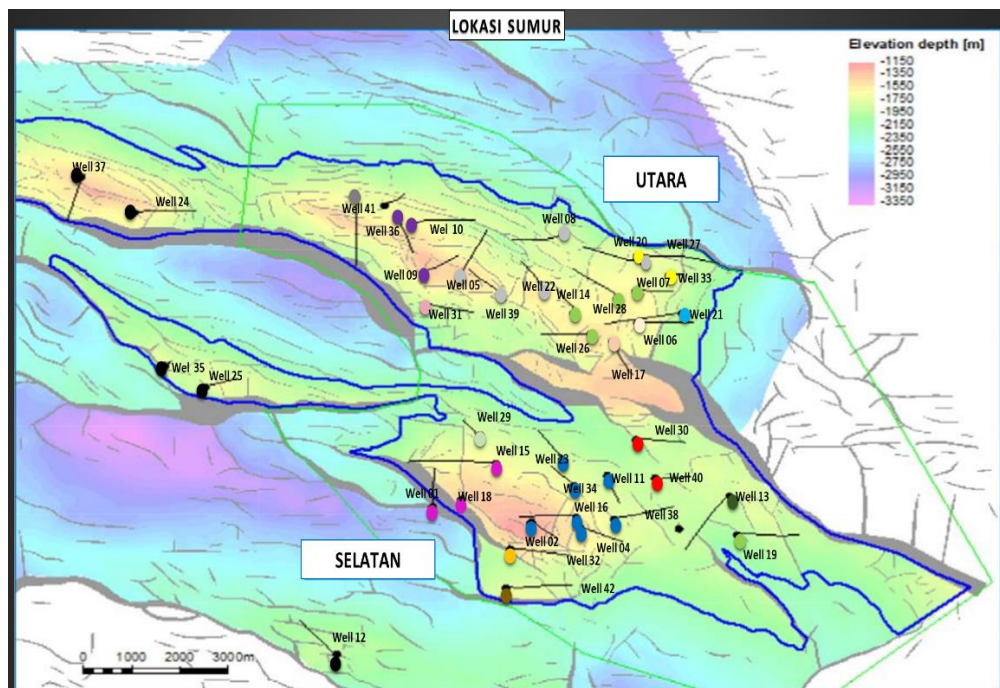
Gambar 4. 13 Hasil Analisa $P@Datumn$ vs t Kompartmen Utara 4.



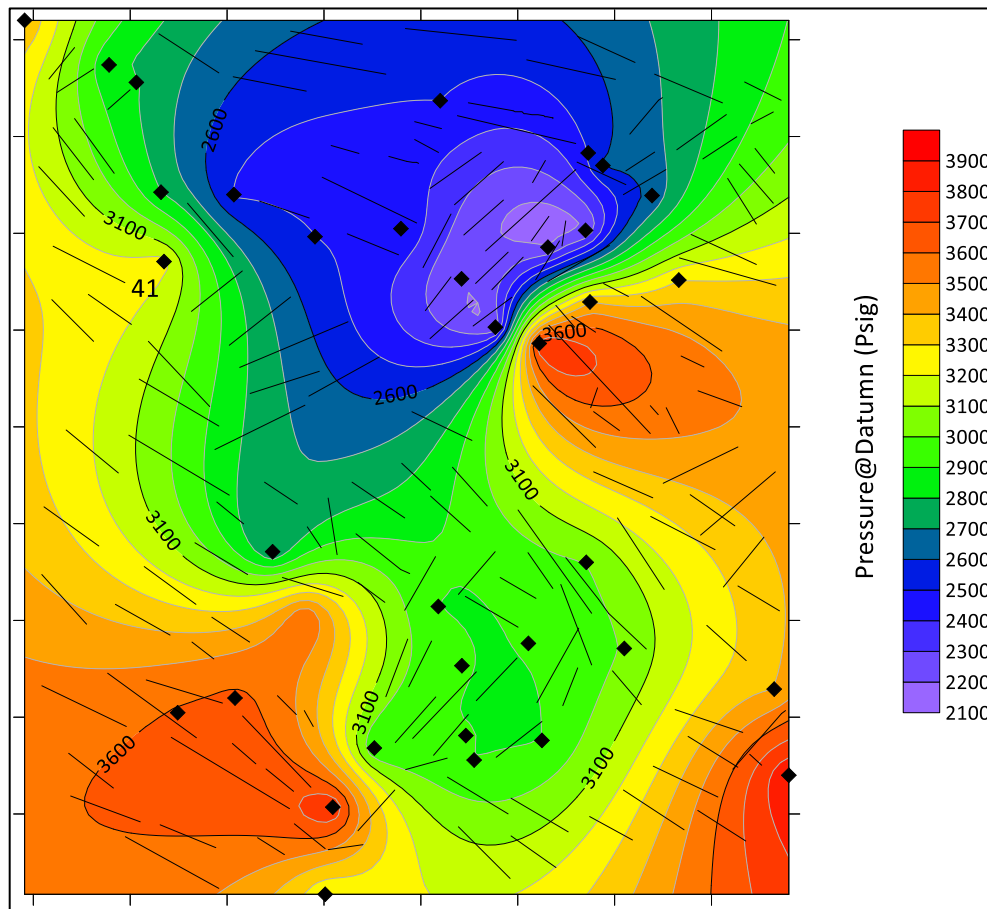
Gambar 4. 14 Hasil Analisa Laju Produksi vs t Kompartmen Utara 4.

4.3 Hasil Analisa Kompartmen

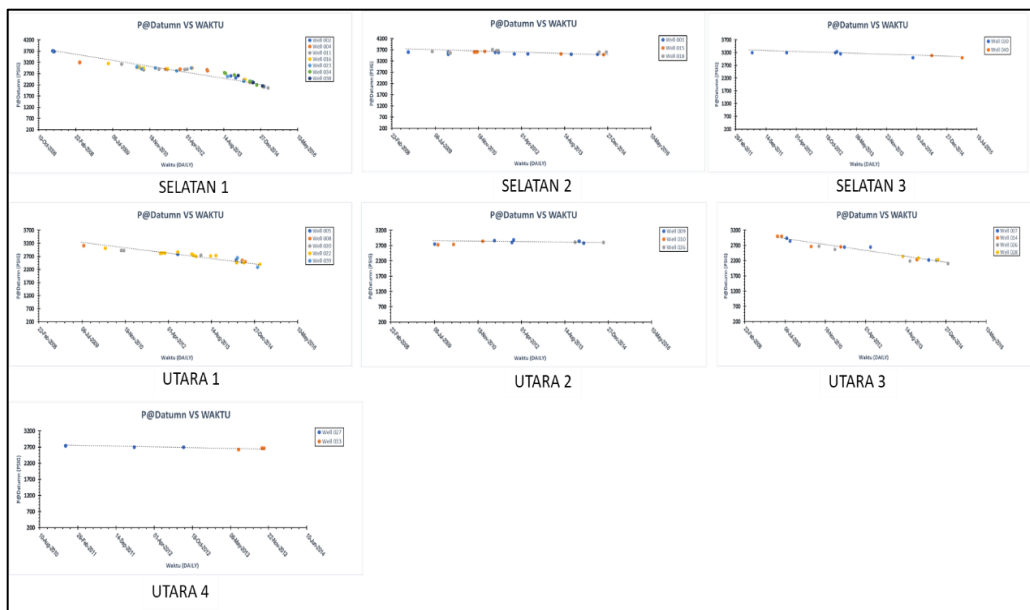
Dari analisa kompartmen yang telah dilakukan pada Lapangan “JO” dimana terdapat 37 sumur (5 sumur satelit) didapatkan 7 kompartmen yaitu: **Selatan 1, Selatan 2, Selatan 3, Utara 1, Utara 2, Utara 3 dan Utara 4**, dimana ada 9 sumur yang tidak masuk dalam pembagian kompartmen tersebut yaitu: W-06, W-13, W-17, W-19, W-021, W-031, W- 32, W-41, W-42.



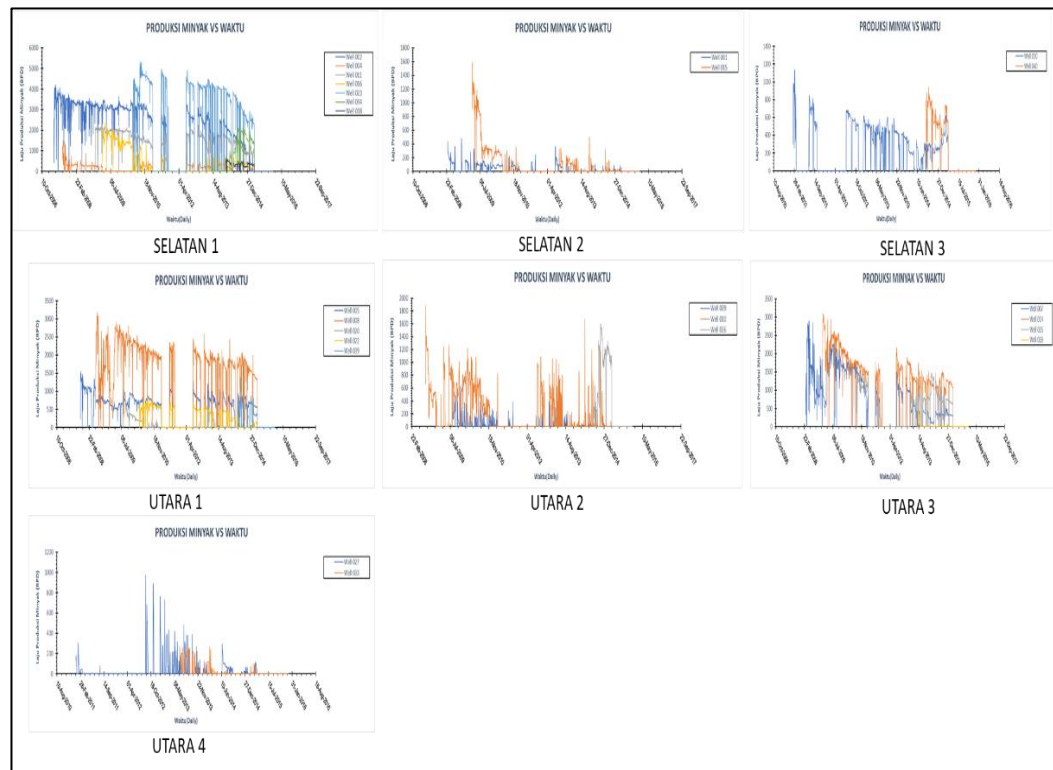
Gambar 4. 15 Hasil Analisa Kompartmen pada Lapangan “JO”.



Gambar 4. 16. Peta Iso-Pressure @Datum 1430.74 m TVD Lapangan “JO”.



Gambar 4. 17 Hasil Analisa P@Datum vs t tiap Kompartmen.



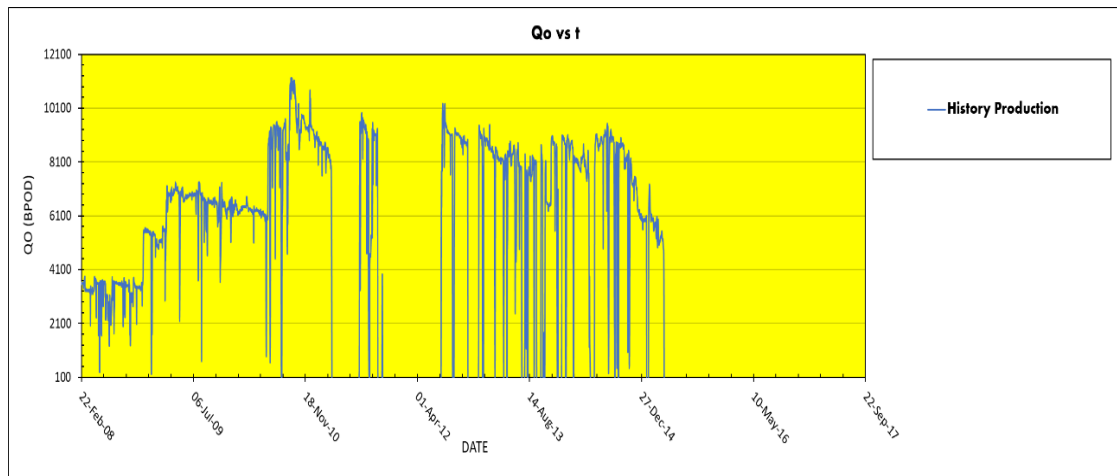
Gambar 4. 18 Hasil Analisa Q_o vs t tiap Kompartmen.

4.4 Analisa *Decline Curve* Pada Lapangan “JO”

Analisa *decline curve* pada Lapangan “JO” dilakukan untuk membandingkan nilai $RF@5$ tahun setiap kompartmen, metode DCA yang dipakai adalah Model Konvensional JJ. Arps dan SEM (*Stretched Exponential Model*), analisa *decline curve* diawali dengan penentuan tipe *decline* (*history matching*) dengan metode *chi square test*, setelah itu melakukan peramalan produksi untuk mencari nilai $RF@5$ tahun.

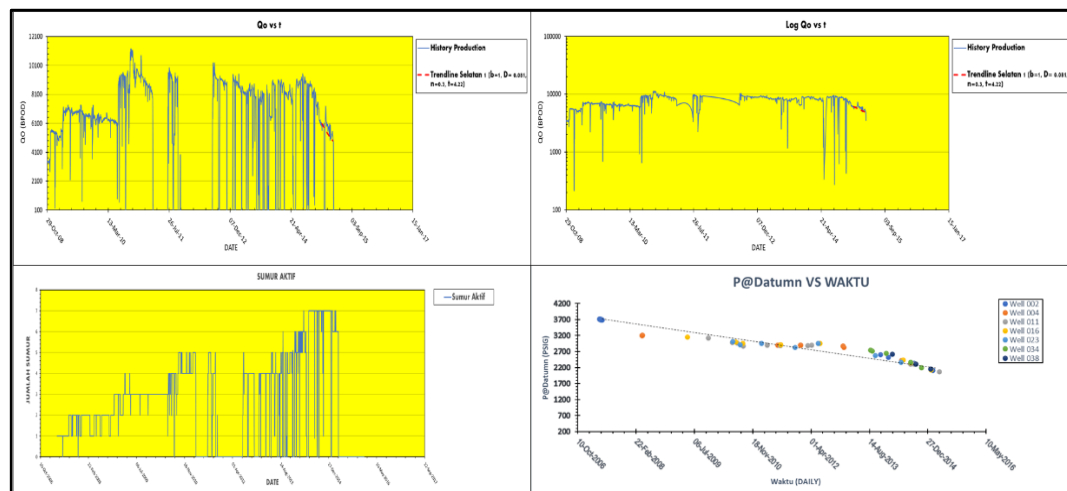
4.4.1. Penentuan tipe *Decline* Selatan 1

Penentuan tipe *decline* pada Kompartmen Selatan 1 dilakukan untuk memilih trend kurva untuk peramalan produksi yang paling representatif dari kompartmen ini, dimana harus dipilih berdasarkan grafik Jumlah Sumur Aktif vs Waktu, $P@Datum$ Statik vs Waktu, dan sejarah laju produksi Minyak vs Waktu, sedangkan penentuan tipe *decline* dilakukan dengan metode *chi square test* untuk menentukan tipe *decline* yang paling representatif dari tren kurva sejarah laju produksi Minyak vs Waktu.



Gambar 4. 19 Sejarah Produksi Qo pada Kompartmen Selatan 1.

Trend pertama-tama dipilih dengan mempertimbangkan kesamaan jumlah sumur yang aktif sehingga penurunan tekanan memang benar-benar dikarenakan oleh penerunann tekanan statis reservoir dan bukan karena perubahan mekanisme produksi dalam hal ini perubahan jumlah sumur aktif.

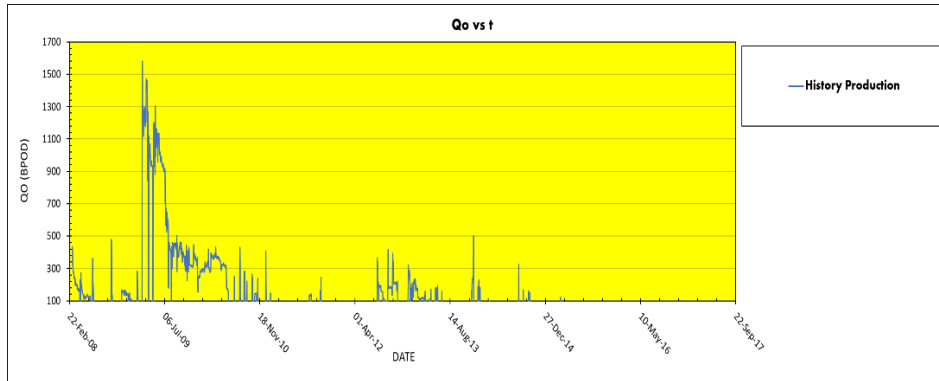


Gambar 4. 20 Hasil Analisa Penentuan *Decline* pada Kompartmen Selatan 1.

4.4.2. Penentuan tipe *Decline* Selatan 2

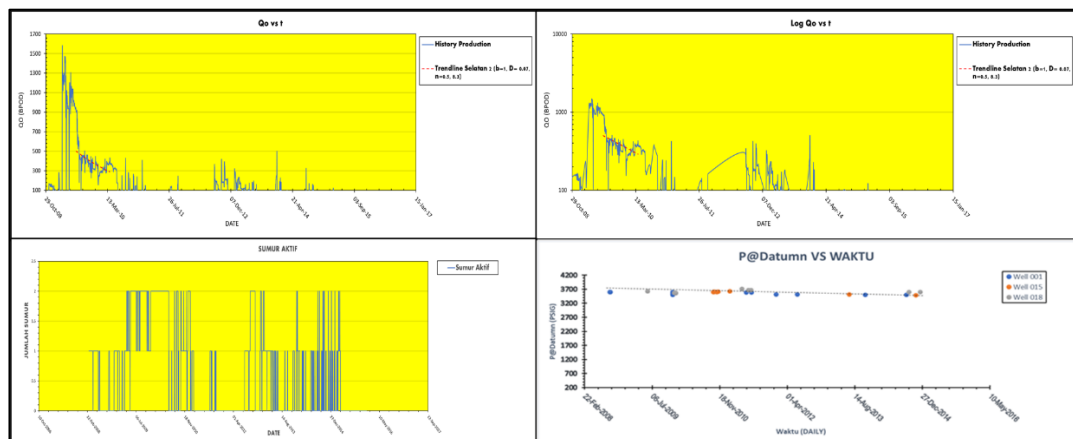
Penentuan tipe *decline* pada Kompartmen Selatan 2 dilakukan untuk memilih trend kurva untuk peramalan produksi yang paling representatif dari kompartmen ini, dimana harus dipilih berdasarkan grafik Jumlah Sumur Aktif vs Waktu, P@Datum Statik vs Waktu, dan sejarah laju produksi Minyak vs Waktu, sedangkan penentuan tipe decline dilakukan dengan metode *chi square test* untuk

menentukan tipe *decline* yang paling representatif dari tren kurva sejarah laju produksi Minyak vs Watu.



Gambar 4. 21 Sejarah Produksi Qo pada Kompartmen Selatan 2.

Trend pertama-tama dipilih dengan mempertimbangkan kesamaan jumlah sumur yang aktif sehingga penurunan tekanan memang benar-benar dikarenakan oleh penerunann tekanan statis reservoir dan bukan karena perubahan mekanisme produksi dalam hal ini perubahan jumlah sumur aktif. Setelah itu dilakukan analisa penentuan tipe *decline* pada setiap tren dengan metode *chi square test* dimana nilai X^2 yang paling kecil yang menunjukkan tipe *decline* yang representatif. Berikut hasil penentuan tipe decline pada Kompartmen Selatan 2.

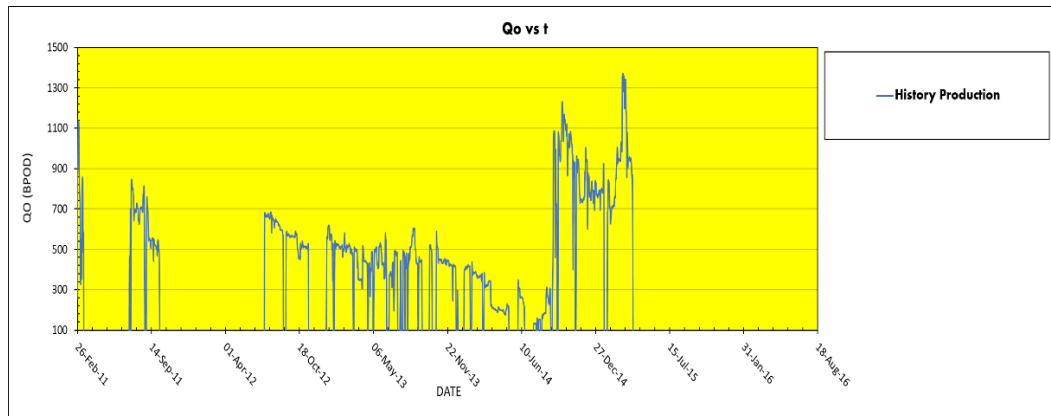


Gambar 4. 22 Hasil Analisa Penentuan *Decline* pada Kompartmen Selatan 2.

4.4.3. Penentuan Tipe *Decline* Selatan 3

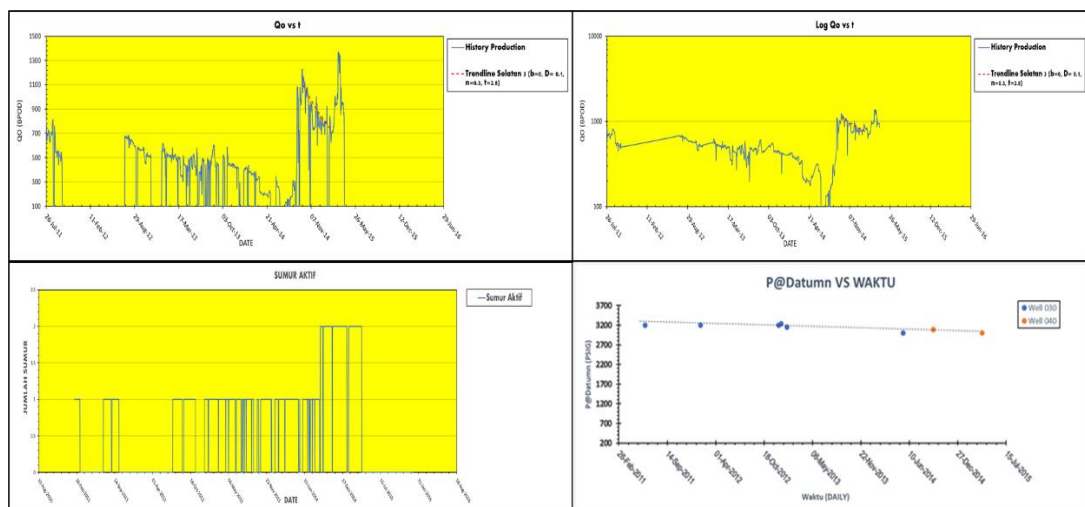
Penentuan tipe *decline* pada Kompartmen Selatan 3 dilakukan untuk memilih trend kurva untuk peramalan produksi yang paling representatif dari kompartmen

ini, dimana harus dipilih berdasarkan grafik Jumlah Sumur Aktif vs Waktu, $P@Datum$ Statik vs Waktu, dan sejarah Laju Produksi Minyak vs Waktu, sedangkan penentuan tipe *decline* dilakukan dengan metode *chi square test* untuk menentukan tipe *decline* yang paling representatif dari tren kurva sejarah laju produksi Minyak vs Waktu.



Gambar 4. 23 Sejarah Produksi Q_o pada Kompartmen Selatan 3.

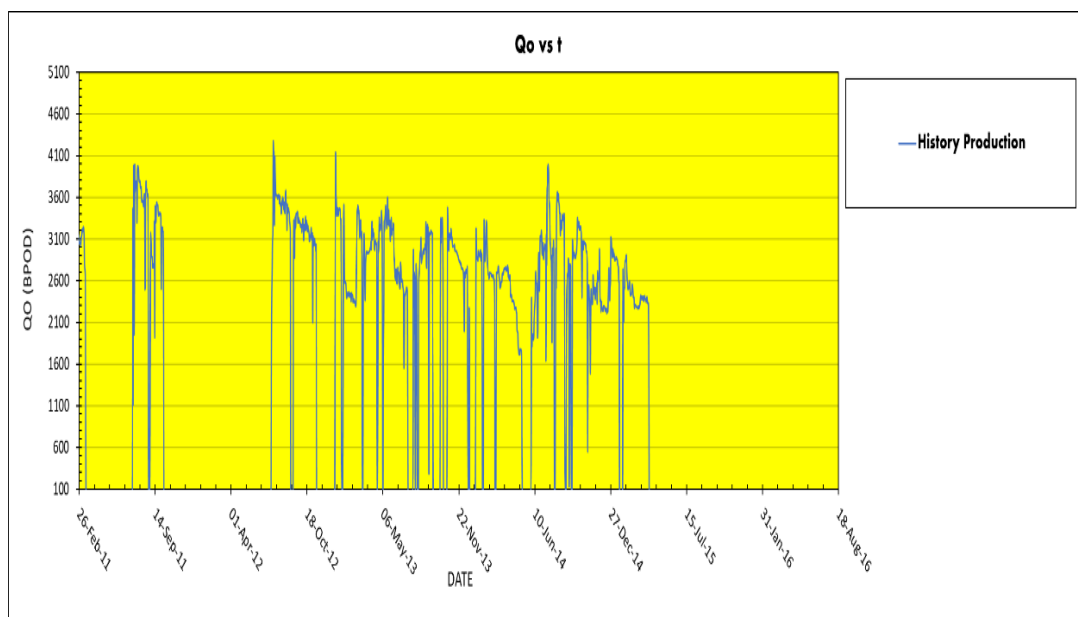
Trend pertama-tama dipilih dengan mempertimbangkan kesamaan jumlah sumur yang aktif sehingga penurunan tekanan memang benar-benar dikarenakan oleh penerunann tekanan statis reservoir dan bukan karena perubahan mekanisme produksi dalam hal ini perubahan jumlah sumur aktif. Setelah itu dilakukan analisa penentuan tipe *decline* pada setiap tren dengan metode *chi square test* dimana nilai X^2 yang paling kecil yang menunjukkan tipe *decline* yang representatif. Berikut hasil penentuan tipe decline pada Kompartmen Selatan 3.



Gambar 4. 24 Hasil Analisa Penentuan *Decline* pada Kompartmen Selatan 3.

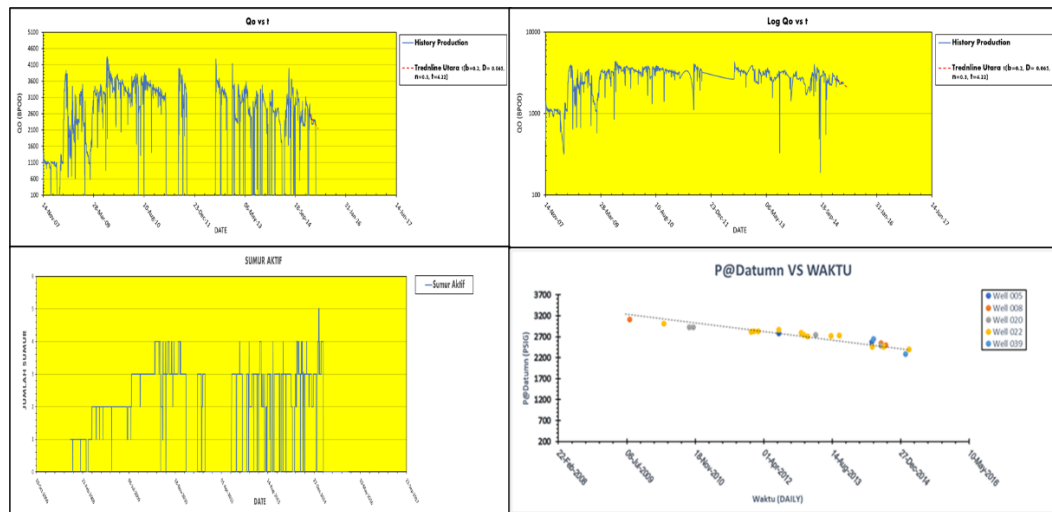
4.4.4. Penentuan Tipe *Decline* Utara 1

Penentuan tipe *decline* pada Kompartmen Utara 1 dilakukan untuk memilih *trend* kurva untuk peramalan produksi yang paling representatif dari kompartmen ini, dimana harus dipilih berdasarkan grafik Jumlah Sumur Aktif vs Waktu, $P@Datum$ Statik vs Waktu, dan Sejarah Laju Produksi Minyak vs Waktu, sedangkan penentuan tipe *decline* dilakukan dengan metode *chi square test* untuk menentukan tipe *decline* yang paling representatif dari tren kurva sejarah laju produksi Minyak vs Waktu.



Gambar 4. 25 Sejarah Produksi Qo pada Kompartmen Utara 1.

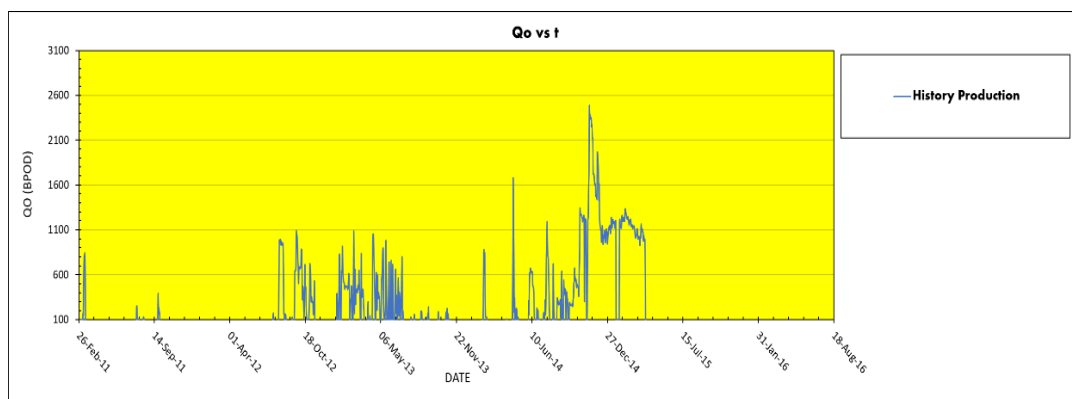
Trend pertama-tama ditentukan dengan mempertimbangkan kesamaan jumlah sumur yang aktif pada periode akhir sejarah produksi, sehingga penurunan tekanan memang benar-benar dikarenakan oleh penurunan tekanan statis reservoir dan bukan karena perubahan mekanisme produksi atau dalam hal ini perubahan jumlah sumur aktif. Setelah itu dilakukan analisa penentuan tipe *decline* pada tren yang sudah dipilih dengan menggunakan metode *chi square test* dengan model persamaan JJ.Arps dan *Stretched Exponential Model* (SEM) dimana nilai X^2 yang paling kecil yang menunjukkan tipe *decline* yang representatif karena memiliki nilai *error* yang paling kecil. Berikut hasil penentuan tipe *decline* pada Kompartmen Utara 1 dapat dilihat pada **Gambar 4.26**.



Gambar 4. 26 Hasil Analisa Penentuan *Decline* pada Kompartmen Utara 1.

4.4.5. Penentuan Tipe *Decline* Utara 2

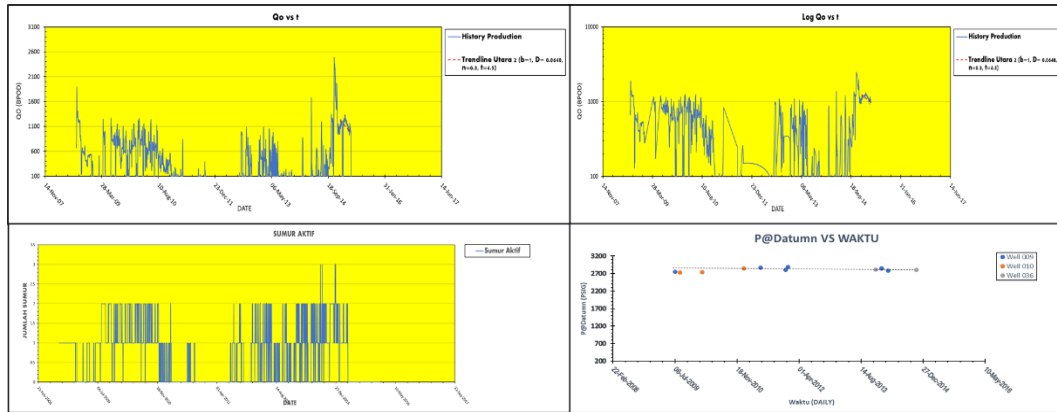
Penentuan tipe *decline* pada Kompartmen Utara 2 dilakukan untuk memilih trend kurva untuk peramalan produksi yang paling representatif dari kompartmen ini, dimana harus dipilih berdasarkan grafik Jumlah Sumur Aktif vs Waktu, P@Datumn Statik vs Waktu, dan sejarah Laju Produksi Minyak vs Waktu, sedangkan penentuan tipe *decline* dilakukan dengan metode *chi square test* untuk menentukan tipe *decline* yang paling representatif dari tren kurva sejarah laju produksi Minyak vs Waktu.



Gambar 4. 27 Sejarah Produksi Qo pada Kompartmen Utara 2.

Trend pertama-tama dipilih dengan mempertimbangkan kesamaan jumlah sumur yang aktif sehingga penurunan tekanan memang benar-benar dikarenakan oleh penurunan tekanan statis reservoir dan bukan karena perubahan mekanisme produksi dalam hal ini perubahan jumlah sumur aktif. Setelah itu dilakukan analisa

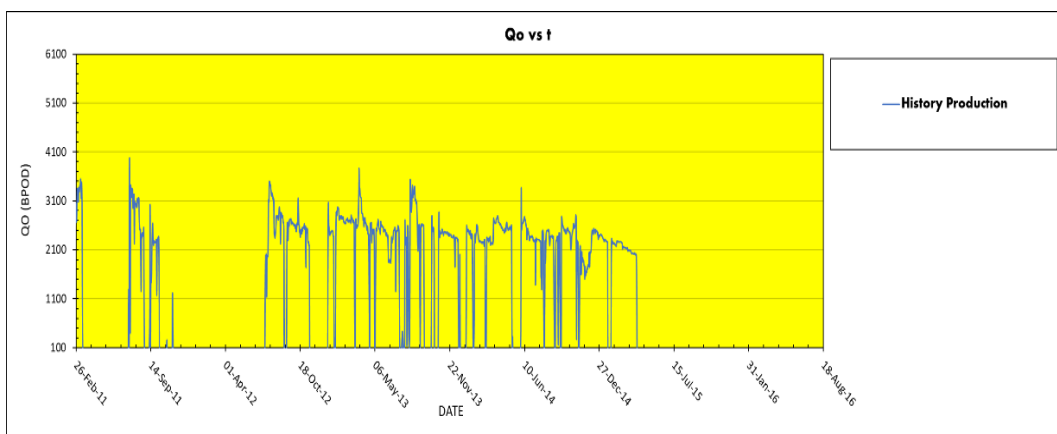
penentuan tipe *decline* pada setiap tren dengan metode *chi square test* dimana nilai X^2 yang paling kecil yang menunjukkan tipe *decline* yang representatif. Berikut hasil penentuan tipe *decline* pada Kompartmen Utara 2.



Gambar 4. 28 Hasil Analisa Penentuan *Decline* pada Kompartmen Utara 2.

4.4.6. Penentuan Tipe *Decline* Utara 3

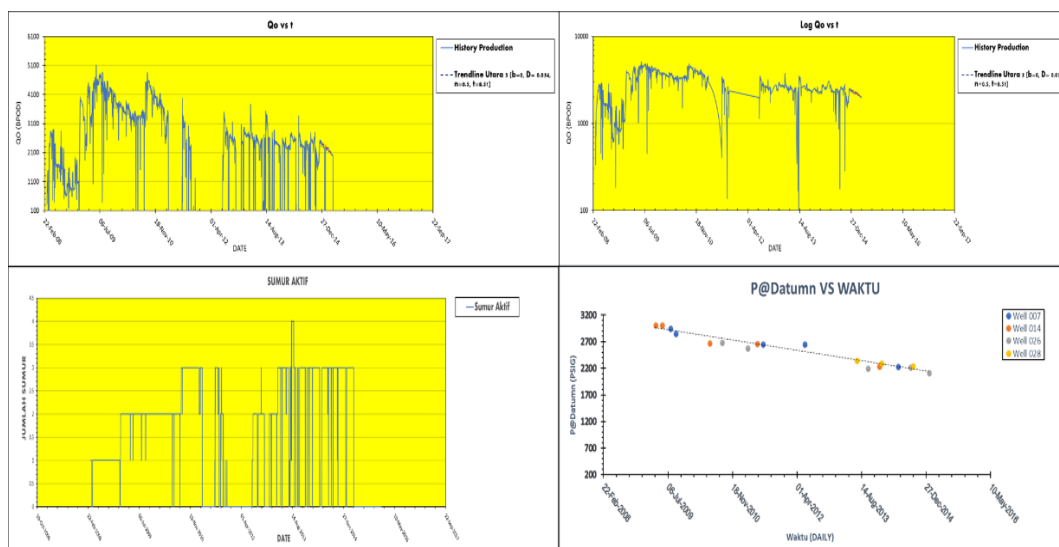
Penentuan tipe *decline* pada Kompartmen Utara 3 dilakukan untuk memilih trend kurva untuk peramalan produksi yang paling representatif dari kompartmen ini, dimana harus dipilih berdasarkan grafik Jumlah Sumur Aktif vs Waktu, P@Datumn Statik vs Waktu, dan sejarah Laju Produksi Minyak vs Waktu, sedangkan penentuan tipe *decline* dilakukan dengan metode *chi square test* untuk menentukan tipe *decline* yang paling representatif dari tren kurva sejarah laju produksi Minyak vs Waktu.



Gambar 4. 29 Sejarah Produksi Qo Pada Kompartmen Utara 3.

Trend pertama-tama dipilih dengan mempertimbangkan kesamaan jumlah sumur yang aktif sehingga penurunan tekanan memang benar-benar dikarenakan

oleh penerunann tekanan statis reservoir dan bukan karena perubahan mekanisme produksi dalam hal ini perubahan jumlah sumur aktif. Setelah itu dilakukan analisa penentuan tipe *decline* pada setiap tren dengan metode *chi square test* dimana nilai X^2 yang paling kecil yang menunjukkan tipe *decline* yang representatif. Berikut hasil penentuan tipe decline pada Kompartmen Utara 2.



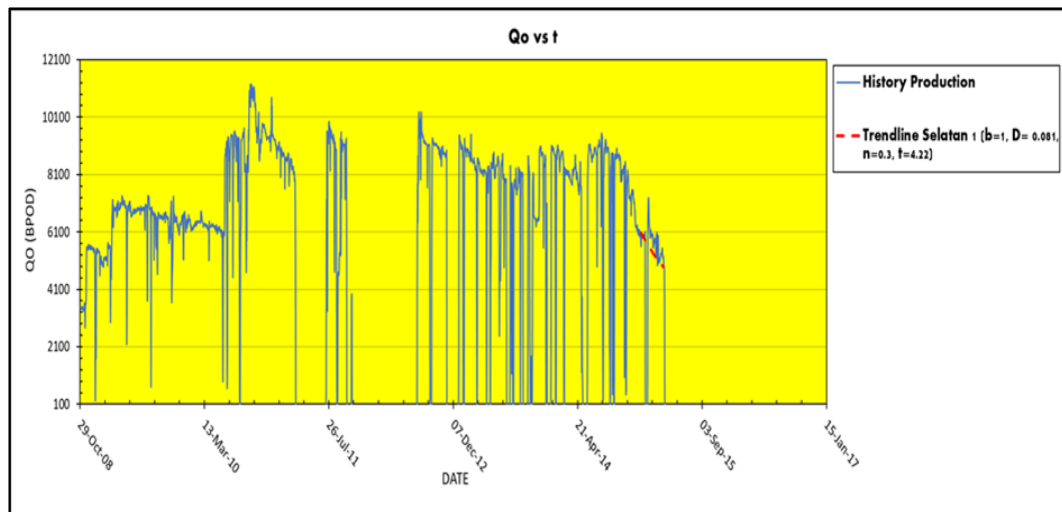
Gambar 4. 30 Hasil Analisa Penentuan *Decline* Pada Kompartmen Utara 3.

4.4.7. Tabulasi Hasil Analisa *History Matching* Kompartmen

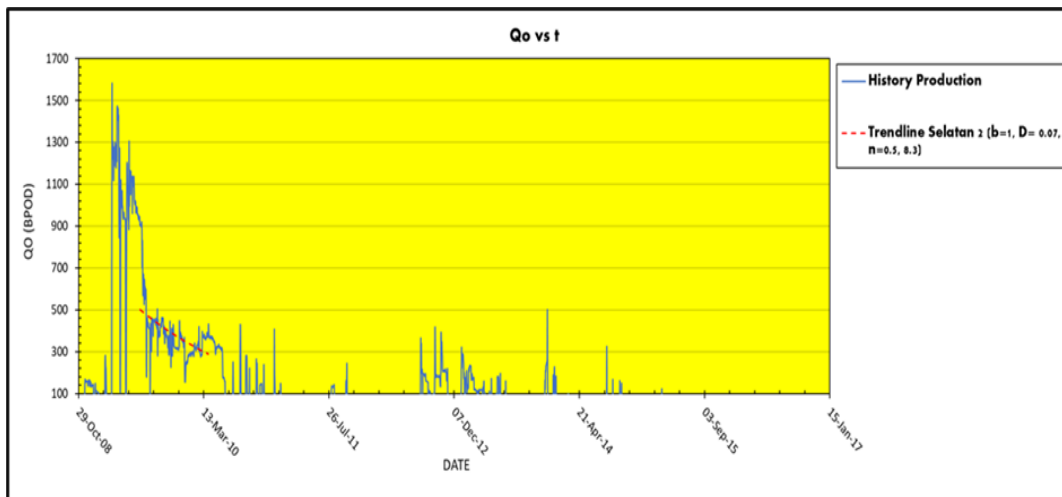
Dari hasil analisa *history matching* atau penentuan tipe *decline* dengan metode *chi square test* dengan menggunakan Model JJ.Arps dan *Stretched Exponential Model* (SEM) pada masing-masing kompartmen yang dilakukan pada Lapangan “JO” berikut hasil tabulasi nilai *decline* pada masing-masing kompartmen (**Tabel IV-1**):

Tabel IV- 1 Tabulasi hasil *decline* dan *chi square* pada tiap kompartmen.

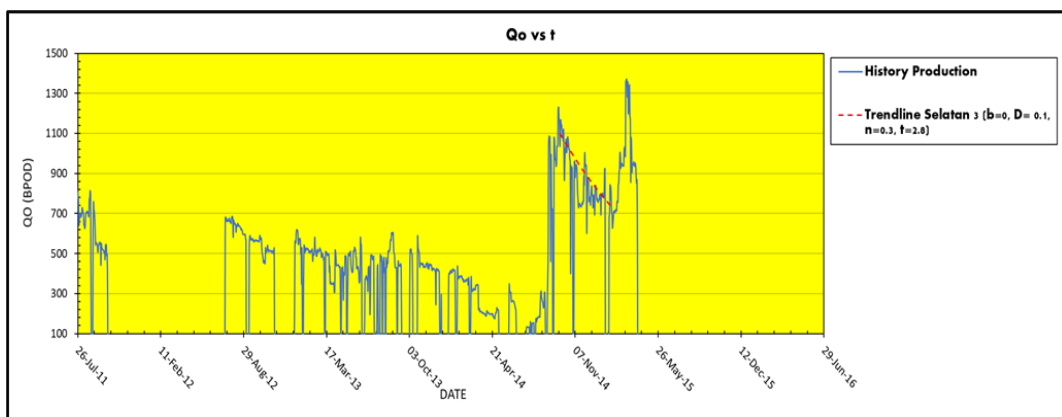
| Klaster | JJ. Arps Model | | | Stretched Exponential Model | | |
|-----------|----------------|-------|-------|-----------------------------|------|--------|
| | b | D | X^2 | n | tau | X^2 |
| Selatan 1 | 1 | 8.1% | 0.39 | 0.3 | 4.22 | 0.015 |
| Selatan 2 | 1 | 7.0% | 5.35 | 0.5 | 8.3 | 0.005 |
| Selatan 3 | 0 | 10.0% | 0.53 | 0.3 | 2.8 | 0.014 |
| Utara 1 | 0.2 | 6.50% | 0.87 | 0.3 | 4.22 | 0.0001 |
| Utara 2 | 1 | 6.48% | 0.41 | 0.3 | 4.5 | 0.013 |
| Utara 3 | 0 | 5.40% | 0.96 | 0.5 | 8.51 | 0.67 |



(a)

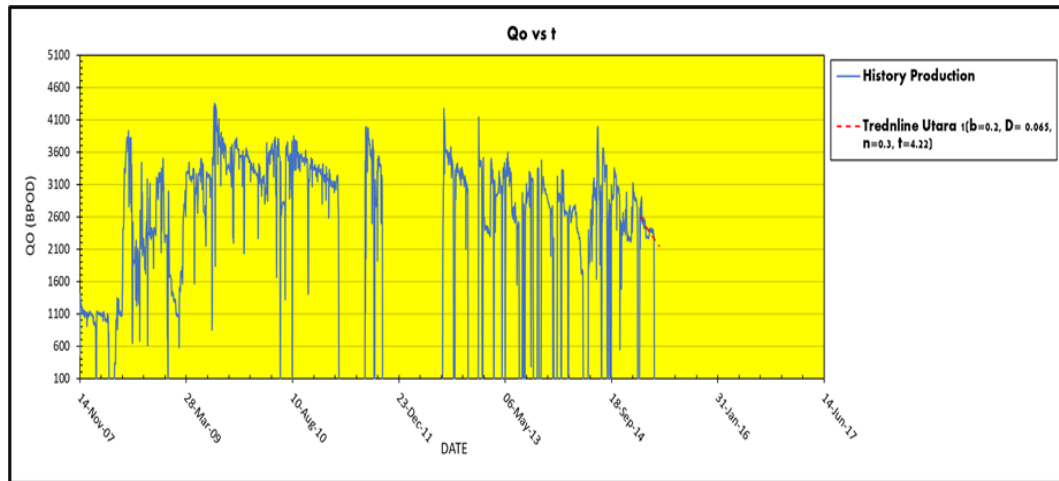


(b)

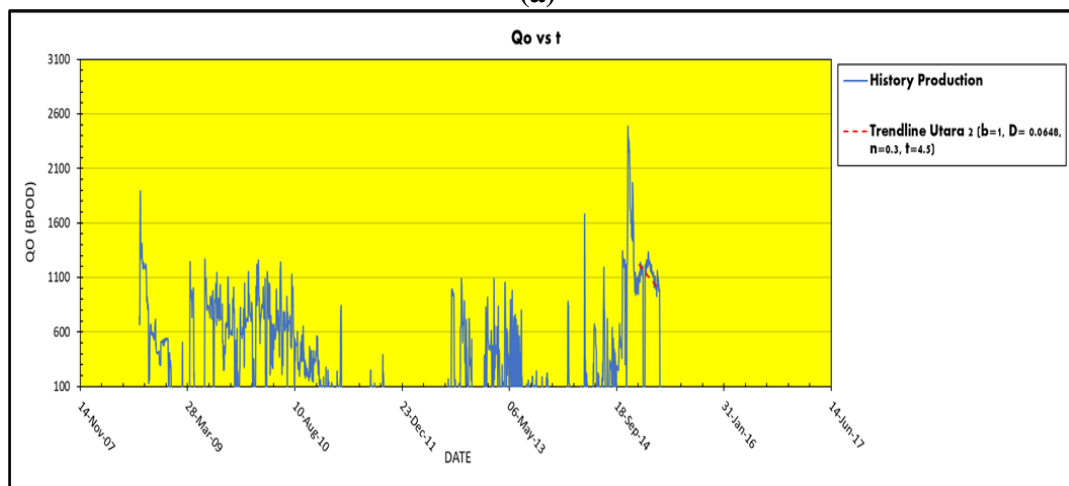


(c)

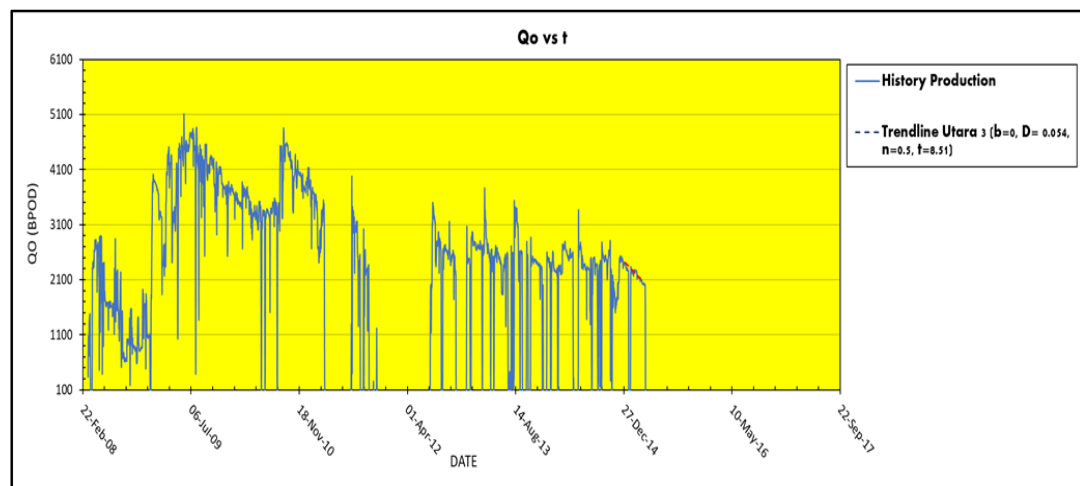
Gambar 4. 31 Hasil Analisa Penentuan Tipe *Decline* Blok Selatan (a) Selatan 1 (b) Selatan 2 (c) Selatan 3.



(a)



(b)



(c)

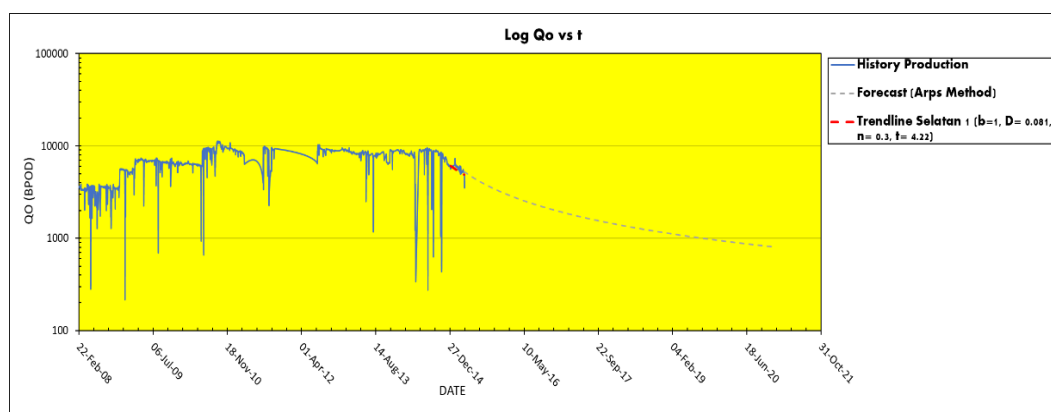
Gambar 4. 32 Hasil Analisa Penentuan Tipe *Decline* Blok Utara (a) Utara 1 (b) Utara 2 (c) Utara 3.

4.5 Analisa Peramalan Produksi Kompartmen Lapangan “JO”

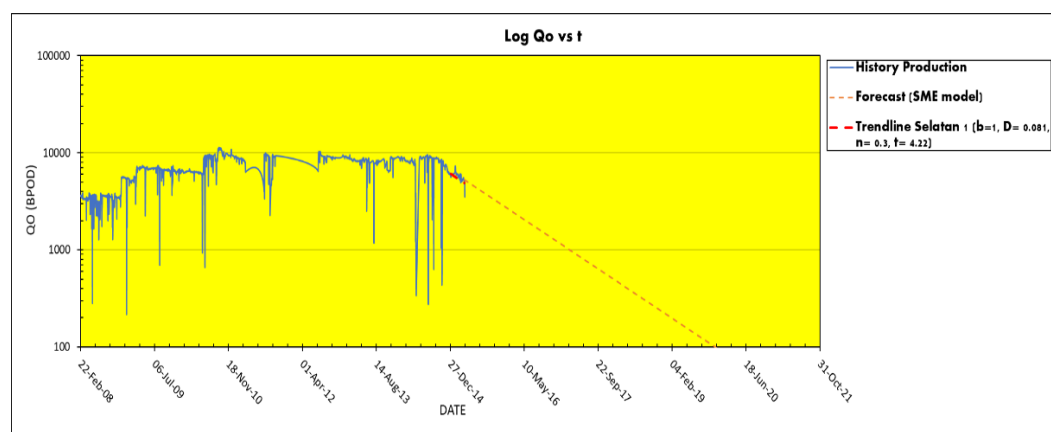
Setelah melakukan penentuan tipe *decline* dengan menggunakan metode *chi square test* dan mendapatkan *trendline* yang sesuai, dilakukan peramalan produksi pada setiap kompartmen dengan menggunakan 2 model pendekatan *decline curve* yang berbeda yaitu Model JJ. Arps dan *Stretched Exponential Model* (SEM), dari 2 model ini akan dilakukan peramalan produksi selama 5 tahun, untuk memperoleh nilai RF@5 tahun dari masing-masing kompartmen.

4.5.1 Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Selatan 1

Dari Kompartmen Selatan 1 dapat dilihat pada **Gambar 4.33**, dimana dari peramalan produksi selama 5 tahun didapat nilai RF@5 tahun dengan Metode JJ. Arps adalah 2.67 MMbbl dengan $X^2 = 0.39$ sedangkan Metode *Stretched Exponential Model* adalah 1.21 MMbbl dengan $X^2 = 0.014$.



(a)

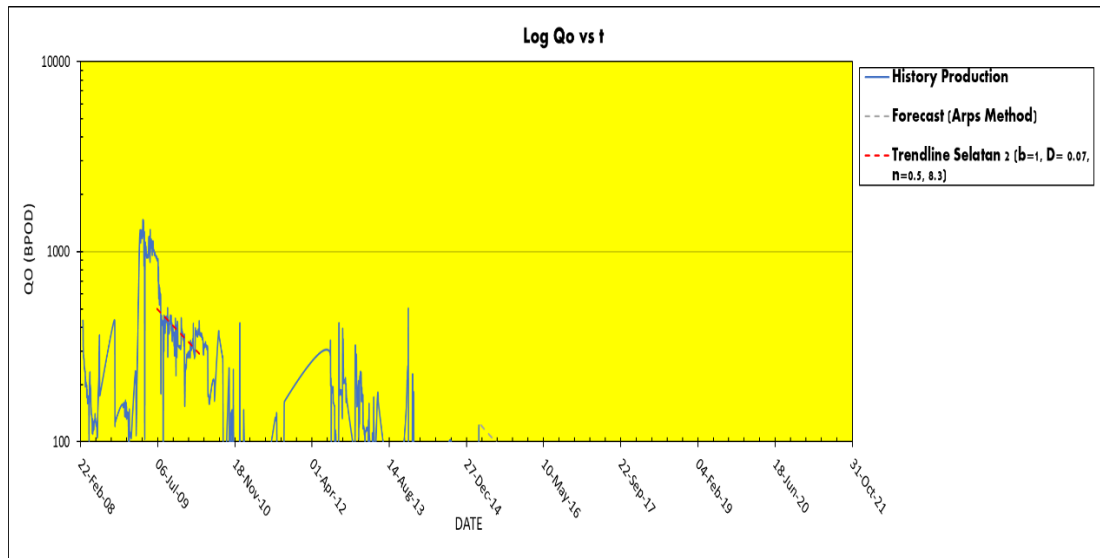


(b)

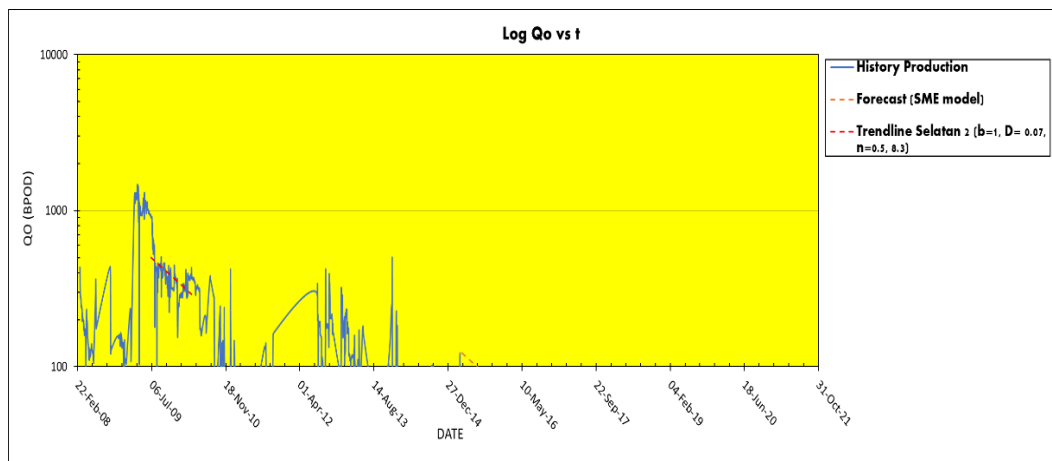
Gambar 4. 33 Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Selatan 1 (a) JJ. Arps Model (b) SEM.

4.5.2 Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Selatan 2

Dari kompartmen selatan 2 dapat dilihat pada **Gambar 4.34**, dimana dari peramalan produksi selama 5 tahun didapat nilai RF@ 5 tahun dengan Metode JJ. Arps adalah 0.07 MMbbl dengan $X^2 = 5.34$ sedangkan Metode *Stretched Exponential Model* adalah 0.04 MMbbl dengan $X = 0.053$.



(a)



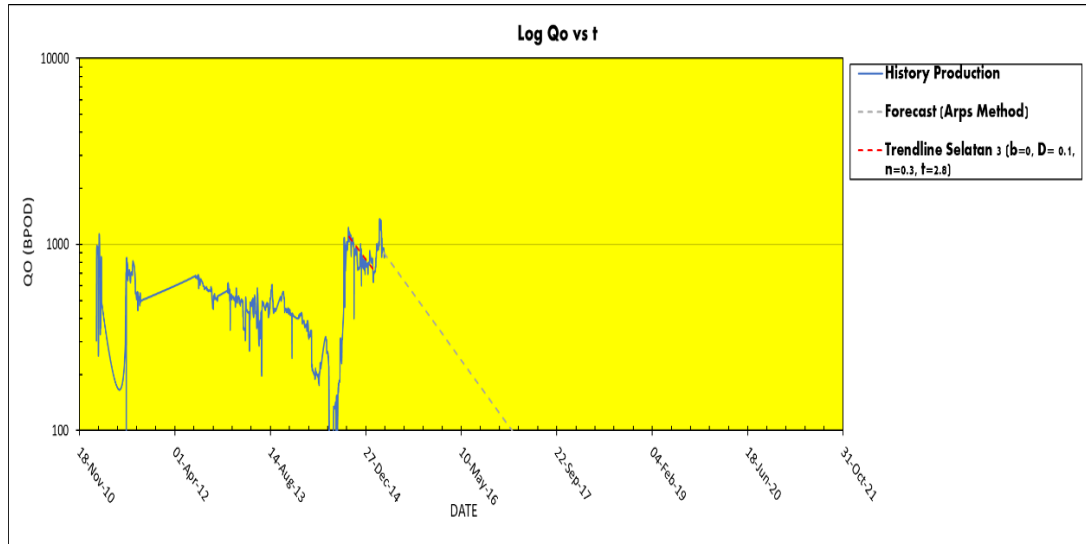
(b)

Gambar 4. 34 Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Selatan 2 (a) JJ. Arps Model (b) SEM.

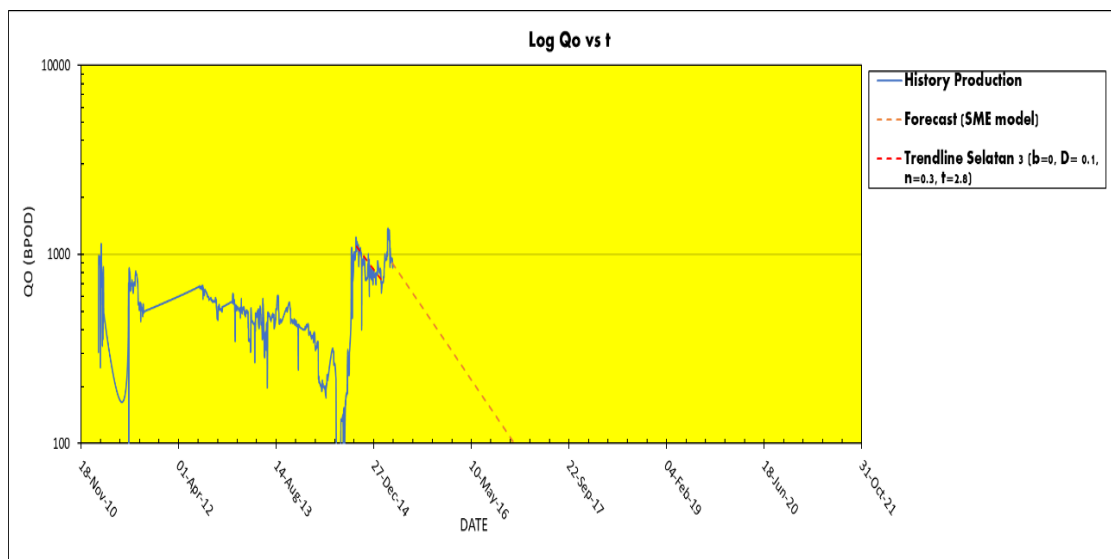
4.5.3 Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Selatan 3

Dari kompartmen selatan 3 dapat dilihat pada **Gambar 4.35**, dimana dari peramalan produksi selama 5 tahun didapat nilai RF@ 5 tahun dengan Metode JJ.

Arps adalah 0.12 MMbbl dengan $X^2 = 0.53$ sedangkan menggunakan Metode *Stretched Exponential Model* adalah 0.10 MMbbl dengan $X^2 = 0.014$.



(a)

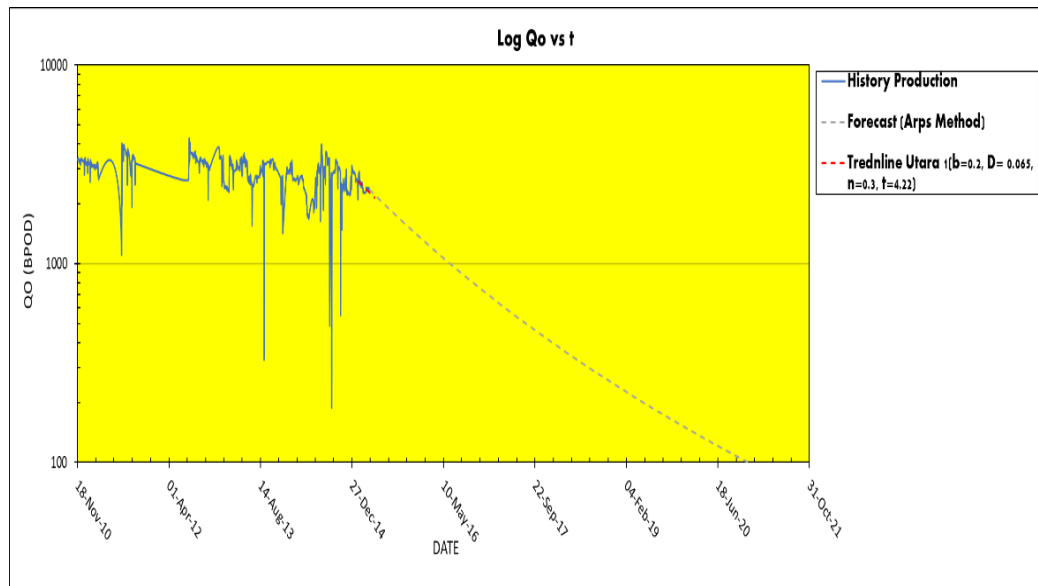


(b)

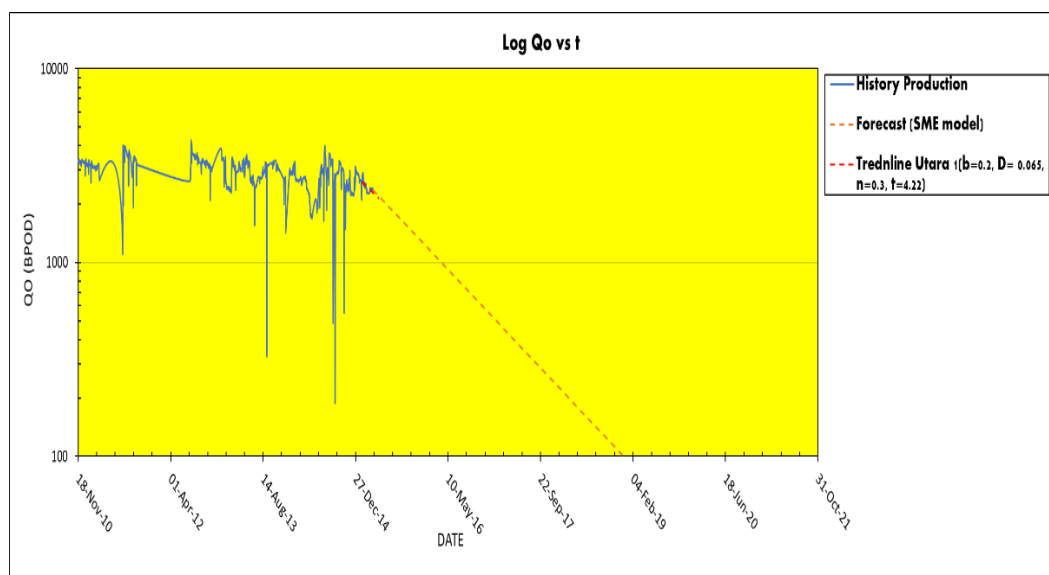
Gambar 4. 35 Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Selatan 3 (a) JJ. Arps Model (b) SEM.

4.5.4 Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Utara 1

Dari Kompartmen Utara 1 dapat dilihat pada **Gambar 4.36**, dimana dari peramalan produksi selama 5 tahun didapat nilai $RF@ 5$ tahun dengan Metode JJ. Arps adalah 0.80 MMbbl dengan $X^2 = 0.8714$ dan menggunakan Metode SEM adalah 0.54 MMbbl dengan $X^2 = 6.2242 \times 10^{-5}$.



(a)

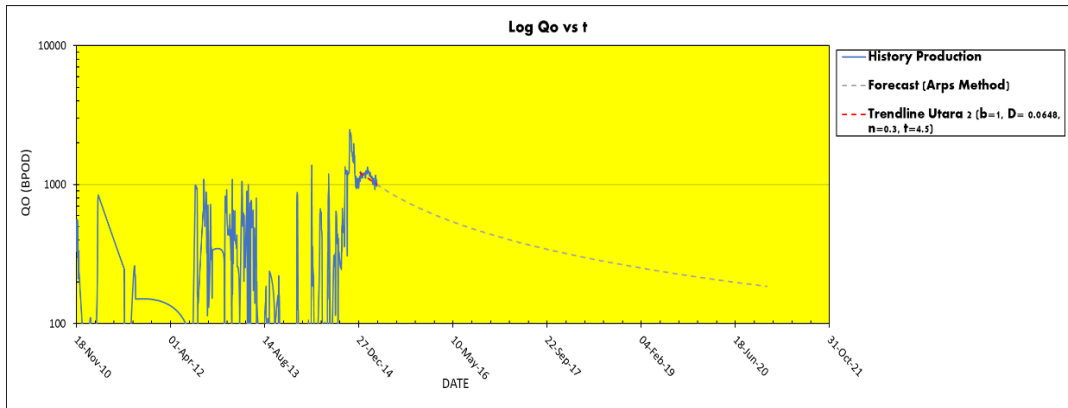


(b)

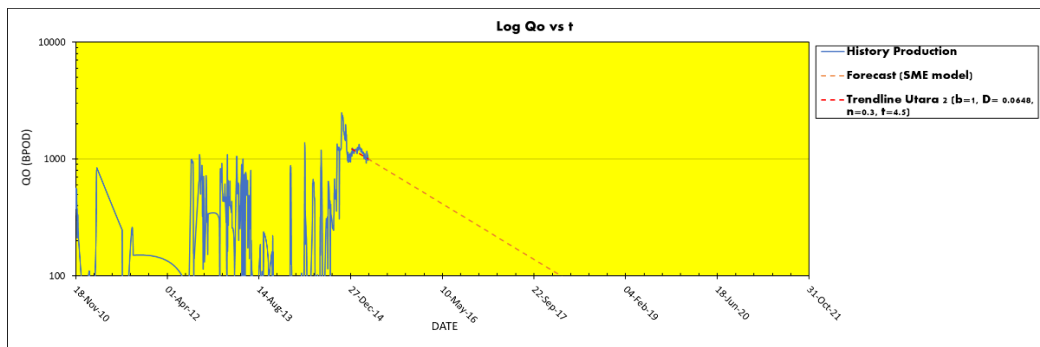
Gambar 4. 36 Hasil peramalan produksi kompartmen utara 1 (a) JJ Arps Model
(b) SEM.

4.5.5 Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Utara 2

Dari Kompartmen Utara 2 dapat dilihat pada **Gambar 4.37**, dimana dari peramalan produksi selama 5 tahun didapat nilai $RF@5$ tahun dengan Metode JJ. Arps adalah 0.59 MMbbl dengan $X^2=0.4067$ MMbbl sedangkan dengan menggunakan Metode *Stretched Exponential Model* adalah 0.25 MMbbl dengan $X^2=0.013$.



(a)

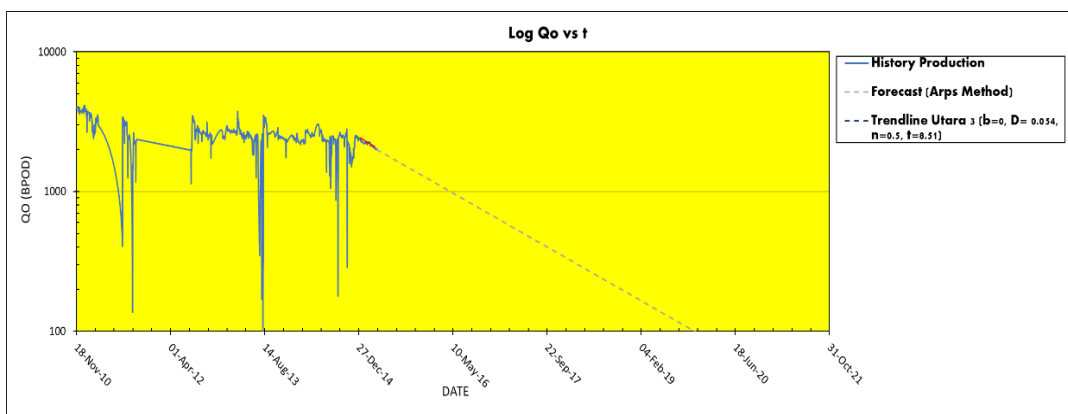


(b)

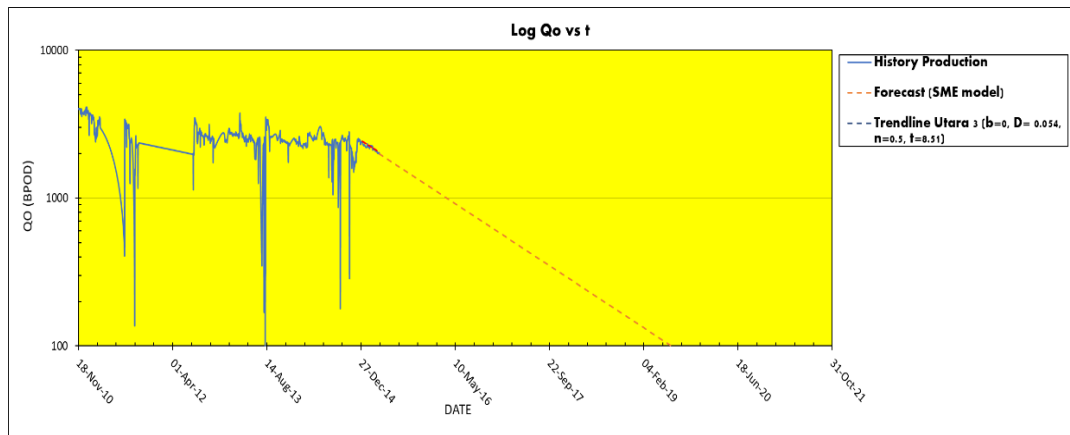
Gambar 4. 37 Hasil Peramalan Produksi Kompartment Utara 2 (a) JJ Arps Model (b) SEM.

4.5.6 Hasil Peramalan Produksi Kompartment Utara 3

Dari Kompartment Utara 3 dapat dilihat pada **Gambar 4.38**, dimana dari peramalan produksi selama 5 tahun didapat nilai RF@5 tahun dengan Metode JJ. Arps adalah 0.68 MMbbl dengan $X^2= 0.96$ dan menggunakan Metode SEM adalah 0.61 MMbbl dengan $X^2= 0.67$.



(a)



(b)

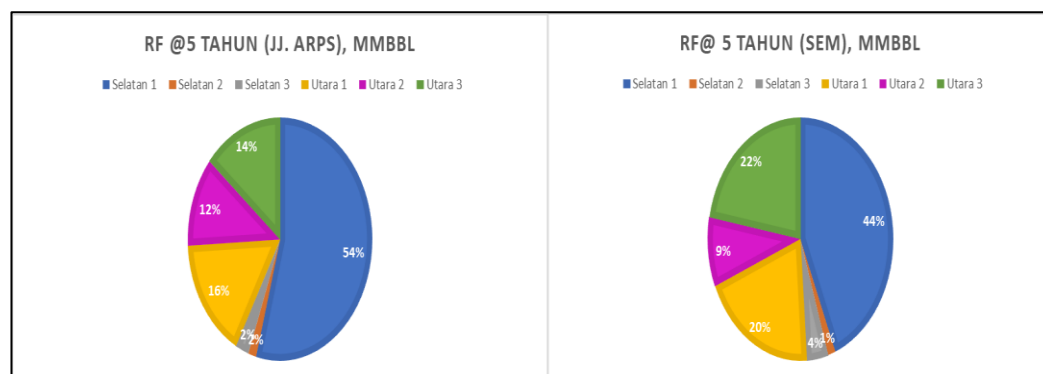
Gambar 4. 38 Hasil Peramalan Produksi Kompartmen Utara 3 Pada Lapangan “JO” (a) JJ Arps Model (b) SEM.

4.5.7 Tabulasi Hasil Peramalan Produksi Kompartmen

Dari hasil analisa peramalan produksi yang dilakukan pada setiap kompartmen di Lapangan “JO”, berikut hasil tabulasi nilai *decline* pada masing-masing kompartmen:

Tabel IV- 2 Tabulasi Hasil Peramalan Produksi Pada Tiap Kompartmen.

| Klaster | JJ. Arps Model | | | SEM | | | RF@5 tahun (MMbbl) | |
|--------------------------|----------------|-------|----------------|-----|------|----------------|--------------------|------|
| | b | D | X ² | n | tau | X ² | JJ, Arps | SEM |
| Selatan 1 | 1 | 8.1% | 0.39 | 0.3 | 4.22 | 0.015 | 2.67 | 1.21 |
| Selatan 2 | 1 | 7.0% | 5.35 | 0.5 | 8.3 | 0.005 | 0.07 | 0.04 |
| Selatan 3 | 0 | 10.0% | 0.53 | 0.3 | 2.8 | 0.014 | 0.12 | 0.10 |
| Utara 1 | 0.2 | 6.50% | 0.87 | 0.3 | 4.22 | 0.0001 | 0.80 | 0.54 |
| Utara 2 | 1 | 6.48% | 0.41 | 0.3 | 4.5 | 0.013 | 0.59 | 0.25 |
| Utara 3 | 0 | 5.40% | 0.96 | 0.5 | 8.51 | 0.67 | 0.68 | 0.61 |
| Total RF@5 Tahun (MMbbl) | | | | | | | 4.93 | 2.76 |



Gambar 4. 39 Hasil Peramalan Produksi Pada Masing-Masing Kompartmen.

BAB V

PEMBAHASAN

Lapangan Minyak “JO” merupakan lapangan yang sedang dikembangkan sejak tahun 2006. Sampai dengan 2017, sudah ada 37 sumur yang pernah berproduksi dimana diantaranya terdapat 5 sumur eksplorasi pada struktur satelit. Reservoir pada lapangan ini terletak pada struktur *basement* yang memiliki karakteristik reservoir rekah alami. Hal ini menimbulkan kesulitan tersendiri di dalam memprediksi perilaku dinamik dari suatu reservoir ketika jumlah kompartmen atau blok-blok dari reservoir tersebut tidak diketahui, karena sulitnya memprediksi arah dan orientasi rekahan yang membentuk kompartmen hanya berdasarkan studi geologi dan geofisika.

Dari pendekatan analisa kompartmen berdasarkan integrasi data dinamik yang diperoleh dari Lapangan “JO”, yaitu: data produksi minyak, ukuran *choke* dan data tekanan, setelah itu, melakukan observasi/pengamatan dari data yang telah divisualisasikan dapat diketahui bahwa pada lapangan ini dengan 37 sumur (dengan 5 sumur eksplorasi), terdapat 2 blok utama pada lapangan ini dengan 7 bagian kompartmen pada lapangan ini, yaitu bagian blok selatan: Selatan 1, Selatan 2, Selatan 3, dan blok utara: Utara 1, Utara 2, Utara 3, dan Utara 4.

Dimana Selatan 1 terdiri dari W-002, W-004, W-011, W-016, W-023, W-034 dan W-38, Selatan 2 terdiri dari W-001, W-015, W-018, dan W-029, Selatan 3 terdiri dari W-030, dan W-040 sedangkan Utara 1 terdiri dari W-005, W-008, W-020, W-022 dan W-039, utara 2 terdiri dari W-009, W-010, W-036, utara 3 terdiri dari W-007, W-014, W-026, dan W-028. dan utara 4 terdiri dari W-027 dan W-033 Sehingga dari 32 sumur produksi ada 9 sumur yang tidak masuk dalam pembagian kompartmen tersebut yaitu: W-06, W-13, W-17, W-19, W-021, W-031, W-32, W-41, W-42, karena tidak menunjukkan komunikasi dengan kompartmen-kompartmen yang ada di dekatnya.

Sumur-sumur yang telah dikelompokkan kedalam kelompok yang sama memiliki tren penurunan estimasi tekanan statis yang sama sehingga dapat

dibuktikan bahwa sumur-sumur tersebut saling berhubungan karenan menunjukkan komunikasi tekanan antar sumur-sumur yang dipilih dalam kompartmen-kompartmen tersebut.

Dari analisa DCA dengan peramalan produksi selama 5 tahun yang dilakukan perkompartmen diketahui bahwa kompartmen bagian blok selatan: Selatan 1 memiliki RF@5 tahun sebesar 2.67 MMBBL dengan Metode JJ. Arps dan 1.21 MMBBL dengan Metode SEM, Selatan 2 memiliki RF@5 tahun sebesar 0.07 MMBBL dengan Metode JJ. Arps dan 0.04 MMBBL dengan Metode SEM, Selatan 3 memiliki RF@5 tahun sebesar 0.12 MMBBL dengan Metode JJ. Arps dan 0.10 MMBBL dengan Metode SEM.

Sedangan blok Utara: Utara 1 memiliki RF@5 tahun sebesar 0.80 MMBBL dengan Metode JJ. Arps dan 0.54 MMBBL dengan Metode SEM, Utara 2 memiliki RF@5 tahun sebesar 0.59 MMBBL dengan Metode JJ. Arps dan 0.25 MMBBL dengan Metode SEM, Utara 3 memiliki RF@5 tahun sebesar 0.68 MMBBL dengan Metode JJ. Arps dan 0.61 MMBBL dengan Metode SEM, sedangkan utara 4 tidak dianalisa karena sumur-sumur didaerah ini sudah tidak berproduksi.

Apabila dari masing-masing kompartmen dijumlahkan maka diketahui total RF@5 tahun dari gabungan kompartmen sebesar 4.93 MMbbl (JJ. Arps) dan 2.76 MMbbl (SEM), dari analisa diagram lingkaran diketahui bahwa Selatan 1 memiliki kontribusi RF@5 tahun paling besar yaitu 54 % dari total RF@5 tahun dengan metode JJ arps dan 44% dari total RF@5 tahun dengan metode SEM, selanjutnya diikuti oleh Utara 1 yaitu 16 % dari total RF@5 tahun dengan metode JJ. Arps atau Utara 3 yaitu 22% dari total RF@5 tahun dengan metode SEM.

Apabila diurutkan dari nilai RF@5 tahun dari yang terbesar ke yang terkecil berdasarkan metode JJ. Arps adalah Selatan 1 (54% dari total RF@5Thn), Utara 1 (16 % dari total RF@5Thn), Utara 3 (14% dari total RF@5Thn), Utara 2 (12% dari total RF@5Thn), Selatan 2 (2% dari total RF@5Thn), dan Selatan 3 (2% dari total RF@5Thn).

Sedangkan apabila diurutkan menggunakan metode SEM adalah sebagai berikut Selatan 1 (44% dari total RF@5Thn), Utara 3 (22% dari total RF@5Thn)

Utara 1 (20% dari total RF@5Thn), Utara 2 (9% dari total RF@5Thn), Selatan 3 (4% dari total RF@5Thn) dan Selatan 2 (1% dari total RF@5Thn) .

Rerata metode SEM memberikan RF@5 tahun dengan nilai yang lebih kecil selain itu, metode SEM memberikan nilai *error history matching* yang lebih kecil dimana SEM ($X^2=0.119$) sedangkan JJ. Arps ($X^2=1.42$), hal ini karena analisa metode ini memberika asumsi yang lebih sesuai dengan kondisi di lapangan daripada metode konvensional dari JJ. Arps.

Dari kombinasi *workflow* analisa kompartmen berdasarkan data dinamik dan didukung dengan pemodelan analisa DCA dapat dengan baik mengetahui parameter-parameter DCA pada setiap kompartmen dan dapat mengetahui RF@5 Tahun pada setiap kompartmen sehingga dapat diketahui mana kompartmen dengan RF@5 Tahun terbesar dan terkecil.

BAB VI

KESIMPULAN

1. Pembagian kompartmen pada reservoir rekah alami dapat dilakukan berdasarkan dari analisa data dinamik yaitu data tekanan, data produksi minyak serta didukung dengan data pendukung yaitu data hasil studi geologi dan geofisika.
2. Dari analisa kompartmen terdapat 7 kompartmen pada Lapangan “JO” yaitu Selatan 1 (W-002, W-004, W-011, W-016, W-023, W-034), Selatan 2 (W-001, W-015, W-018), Selatan 3 (W-030, W-40), Utara 1 (W-005, W-008, W-020, W-022 dan W-039), Utara 2 (W-009, W-010, W-036), Utara 3 (W-007, W-014, W-026, W-028) dan Utara 4 (W-027 dan W-033).
3. Dari analisa DCA kompartmen di Lapangan “JO” didapatkan RF@5 tahun gabungan dari tiap-tiap kompartmen adalah 4.93 MMbbl (JJ.Arps) dan 2.76 MMbbl (SEM).
4. Dari analisa DCA kompartmen yang memiliki RF@5 tahun paling besar ialah Kompartmen Selatan 1 dengan RF@5 tahun 1.21 MMbbl berdasarkan model SEM atau 2.67 MMbbl berdasarkan model JJ. Arps.
5. Dari analisa diagram lingkaran diketahui bahwa selatan 3 memiliki kontribusi RF@5 tahun paling besar yaitu 28 % dari total RF@5 tahun dengan metode JJ arps dan 55% dari total RF@5 tahun dengan metode SEM.
6. Pada Lapangan “JO” model SEM lebih representatif daripada model JJ. Arps dimana rata-rata nilai *error* dari analisa *chi square* dari SEM ($X^2= 0.119$) lebih kecil dari pada JJ. Arps ($X^2= 1.42$).

DAFTAR PUSTAKA

1. Ali, T. A. and Sheng, J. J. (2015) 'Production decline models: A comparison study', *SPE Eastern Regional Meeting*, 2015-January(October). doi: 10.2118/177300-ms.
2. Bawazer, W., Lashin, A. and Kinawy, M. M. (2018) *Characterization of a fractured basement reservoir using high-resolution 3D seismic and logging datasets: A case study of the Sab'atayn Basin, Yemen*, *PLoS ONE*. doi: 10.1371/journal.pone.0206079.
3. JJ. Arps (1944) 'Chapter II . Petroleum Economics', *SPE-945228-G*, pp. 228–247. doi: <https://doi.org/10.2118/945228-G>.
4. Manda, P. and Nkazi, D. B. (2020) 'The evaluation and sensitivity of decline curve modelling', *Energies*, 13(11). doi: 10.3390/en13112765.
5. McGeer, A. L. and Refani, M. O. (2019) 'Dynamically conditioned modeling to address development challenges in a highly complex fractured basement reservoir, Yemen', *Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition 2019, RCSC 2019*. doi: 10.2118/196720-ms.
6. Paredes, J. E., Arana, M. C. and Larez, C. J. (2015) 'Reservoir Compartmentalization in a Naturally Fractured Reservoir through Production-Pressure Performance and Compositional data', pp. 1–18. doi: 10.2118/177059-ms.
7. Qassamipour, M., Khodapanah, E. and Tabatabaei-Nezhad, S. A. (2020) 'An integrated procedure for reservoir connectivity study between neighboring fields', *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(8), pp. 3179–3190. doi: 10.1007/s13202-020-00995-1.
8. Ronald, N. (2001) *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*, *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. doi: 10.1016/b978-0-88415-317-7.x5000-3.

9. Snedden, J. W. *et al.* (2007) ‘Reservoir connectivity: Definitions, examples, and strategies’, *International Petroleum Technology Conference 2007, IPTC 2007*, 2(June 2014), pp. 772–793. doi: 10.3997/2214-4609-pdb.147.iptc11375.
10. Trice, R., Hiorth, C. and Holdsworth, R. (2019) ‘Fractured basement play development on the UK and Norwegian rifted margins’, *Geological Society, London, Special Publications*, pp. SP495-2018–174. doi: 10.1144/sp495-2018-174.
11. Valkó, P. P. (2009) ‘SPE 119369 Assigning Value to Stimulation in the Barnett Shale : A Simultaneous Analysis of 7000 Plus Production Histories and Well Completion Records’, *Production*, pp. 1–19.
12. Valkó, P. P. and Lee, W. J. (2010) ‘A better way to forecast production from unconventional gas wells’, *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 3(September), pp. 1860–1875. doi: 10.2118/134231-ms.
13. Zabalza, I., Legrand, N. and Neff, P. (2012) ‘An integrated history matching approach of a fractured basement reservoir - Block S2, Yemen’, in *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2012, ADIPEC 2012 - Sustainable Energy Growth: People, Responsibility, and Innovation*, pp. 3646–3660. doi: 10.2118/162398-ms.

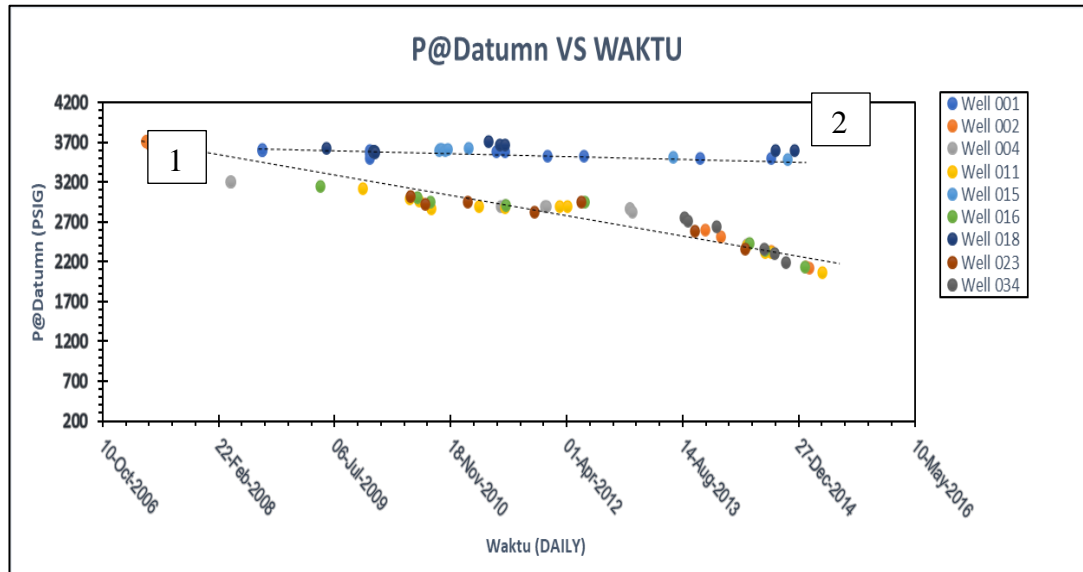
LAMPIRAN

Lampiran A

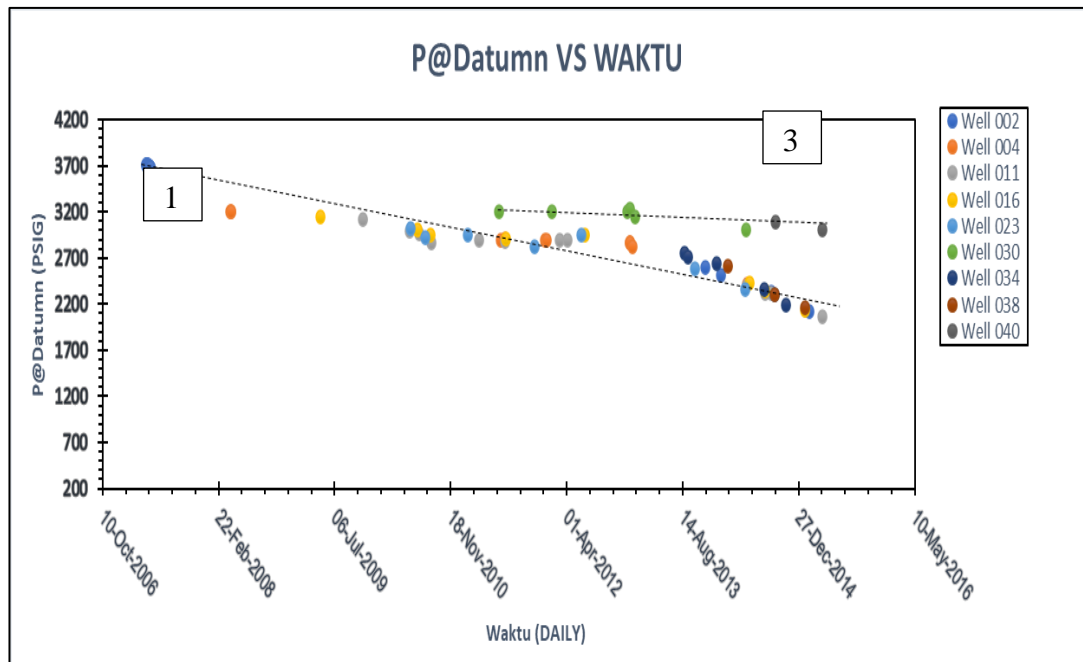
Analisa Kompartmen

- Berikut ini merupakan hasil pengamatan $P@Datumn$ vs Waktu pada proses penentuan kompartmen Lapangan “JO”:

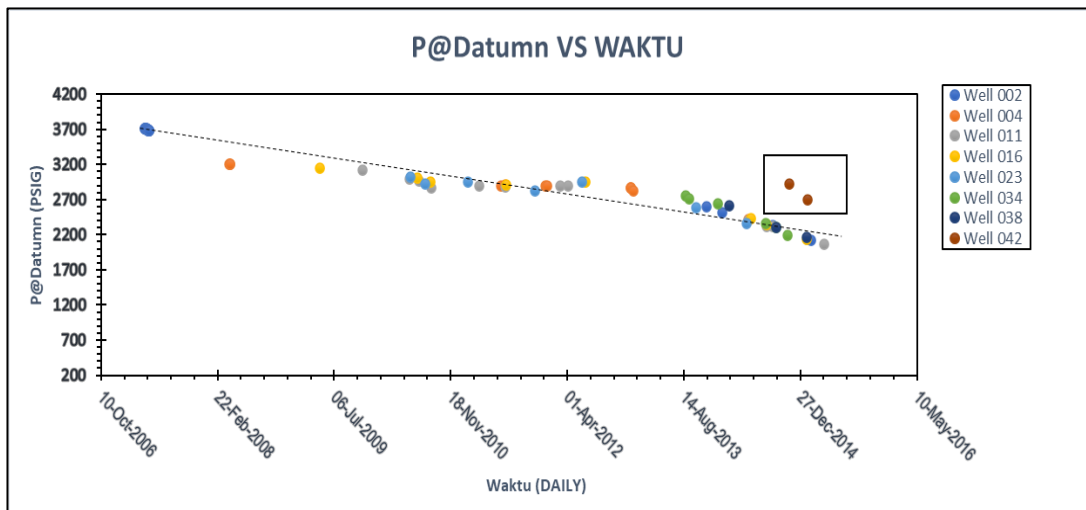
Blok Selatan



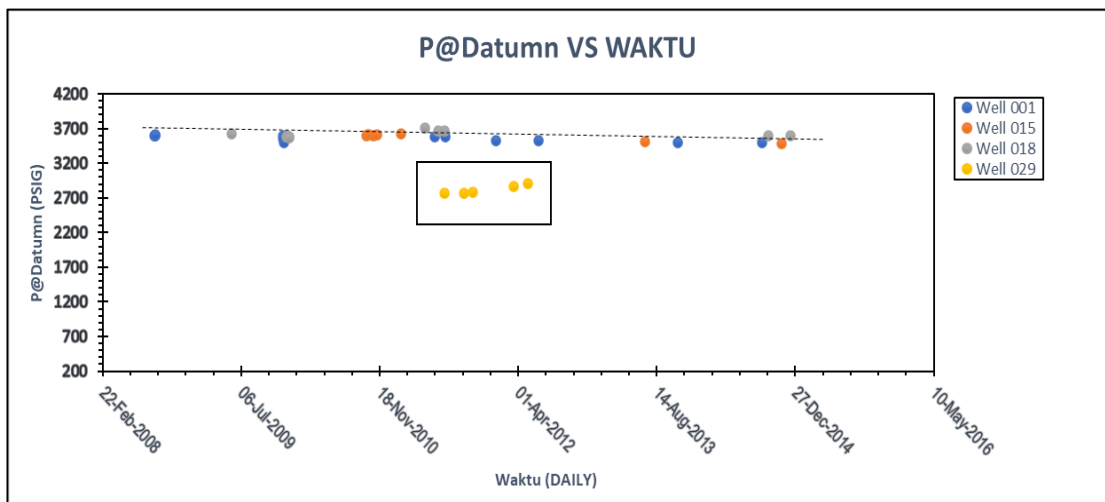
Gambar A. 1 Perbedaan $P@Datumn$ Selatan 1 vs Selatan 2



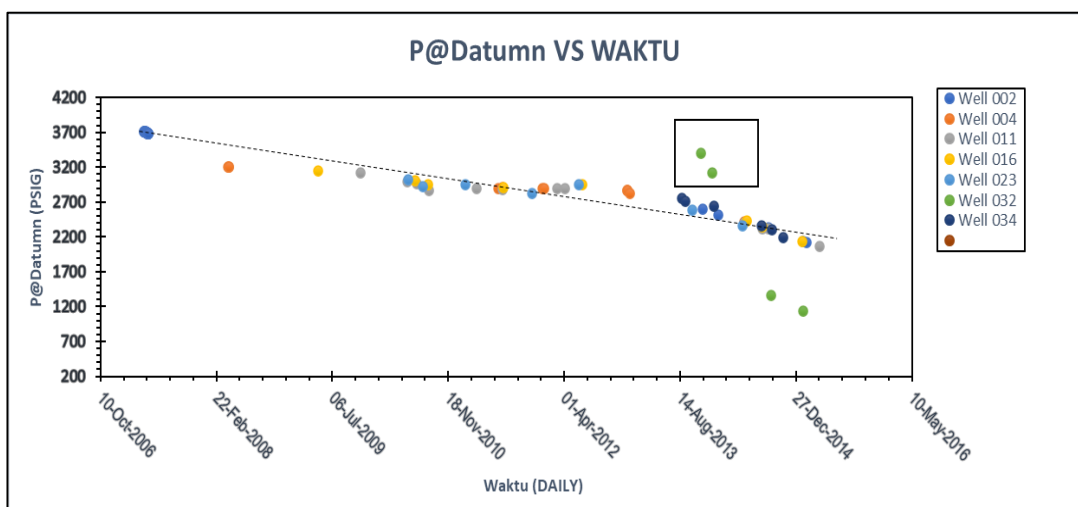
Gambar A. 2 Perbedaan $P@Datumn$ Selatan 1 vs Selatan 3



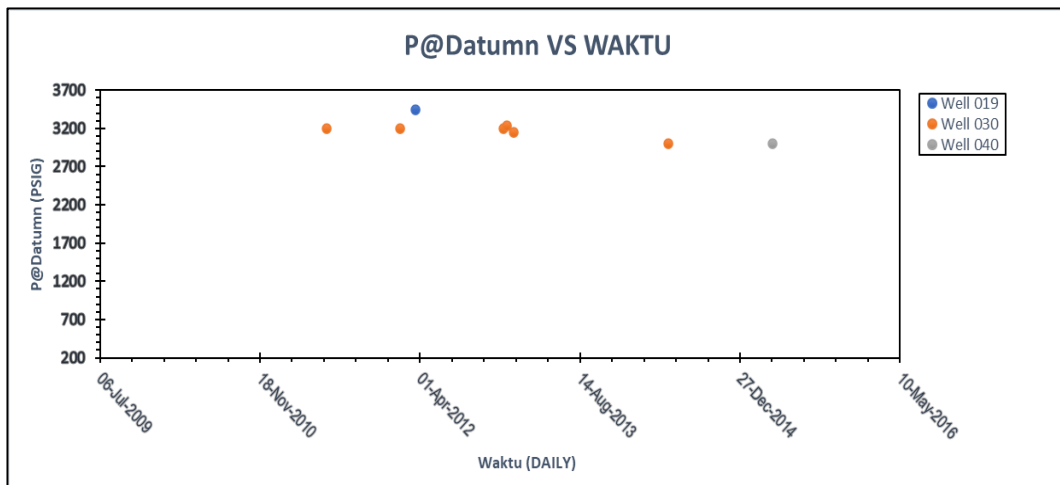
Gambar A. 3 Perbedaan P@Datumn Selatan 1 vs Well 42



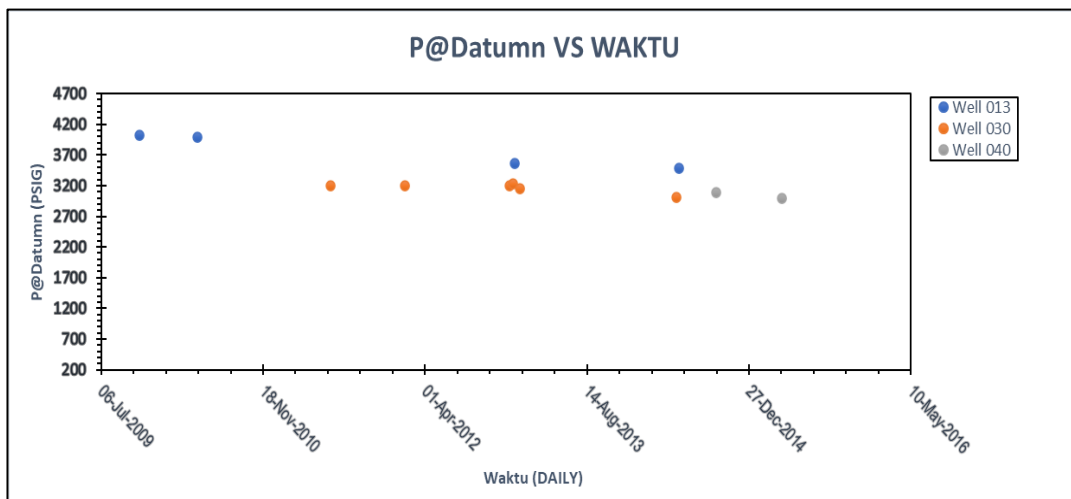
Gambar A. 4 Perbedaan P@Datumn Selatan 2 vs Well 29



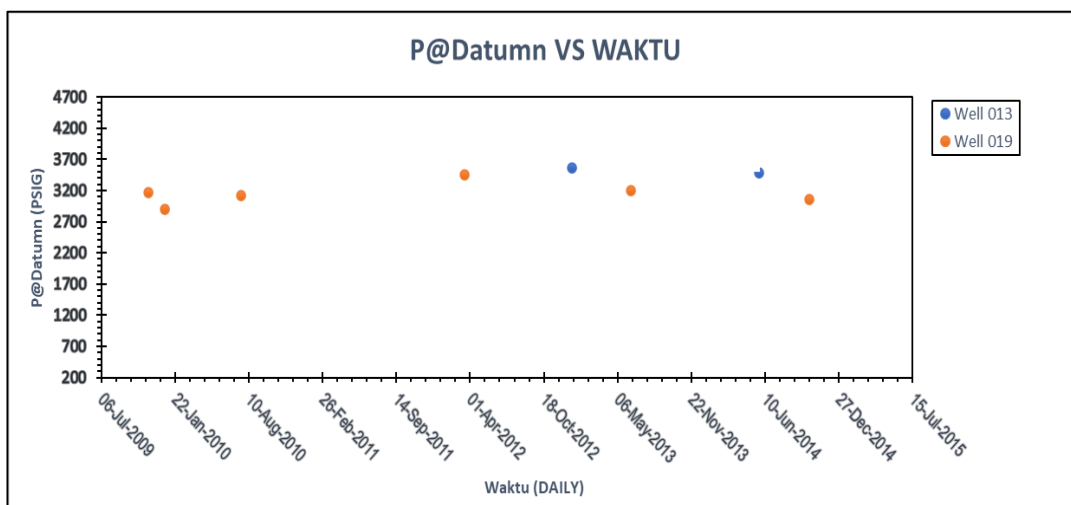
Gambar A. 5 Perbedaan P@Datumn Selatan 1 vs Well 32



Gambar A. 6 Perbedaan P@Datumn Selatan 3 vs Well 19

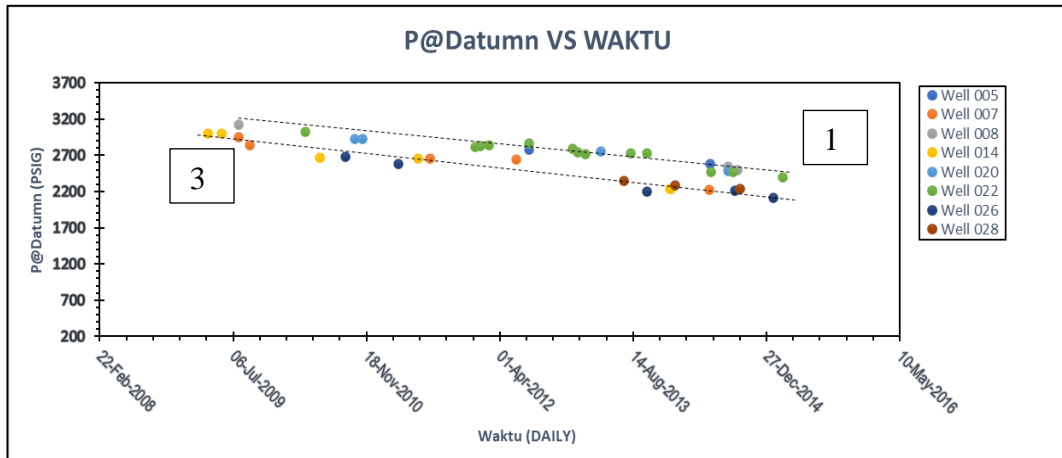


Gambar A. 7 Perbedaan P@Datumn Selatan 3 vs Well 13.

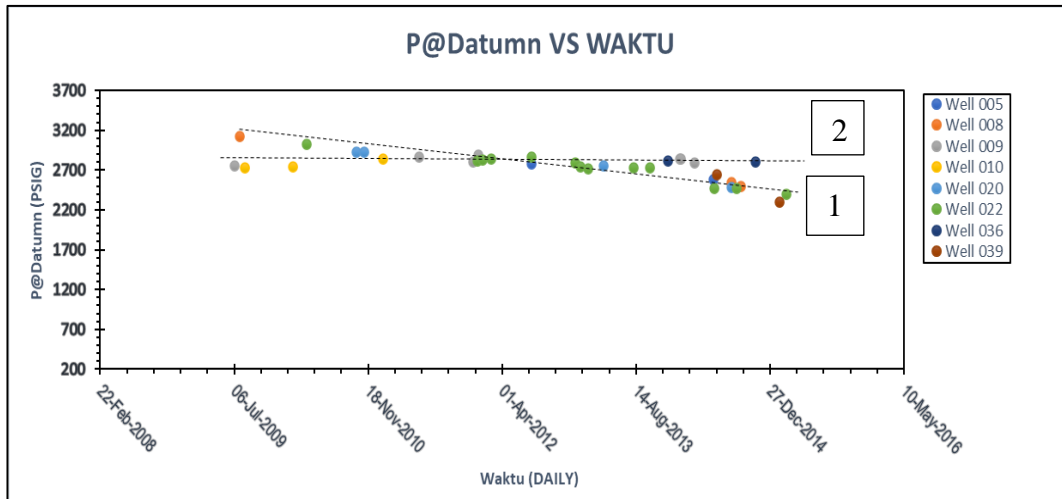


Gambar A. 8 Perbedaan P@Datumn Well 13 vs Well 19

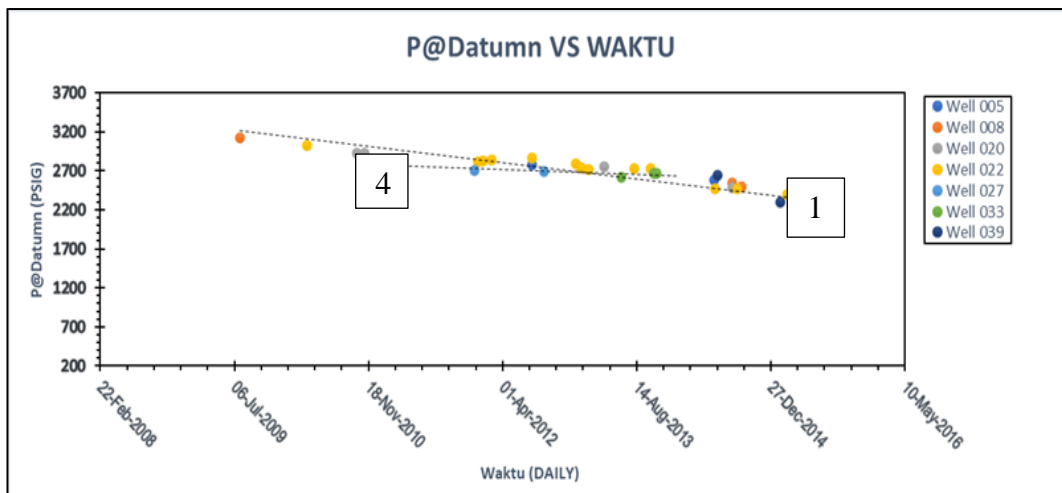
Blok Utara



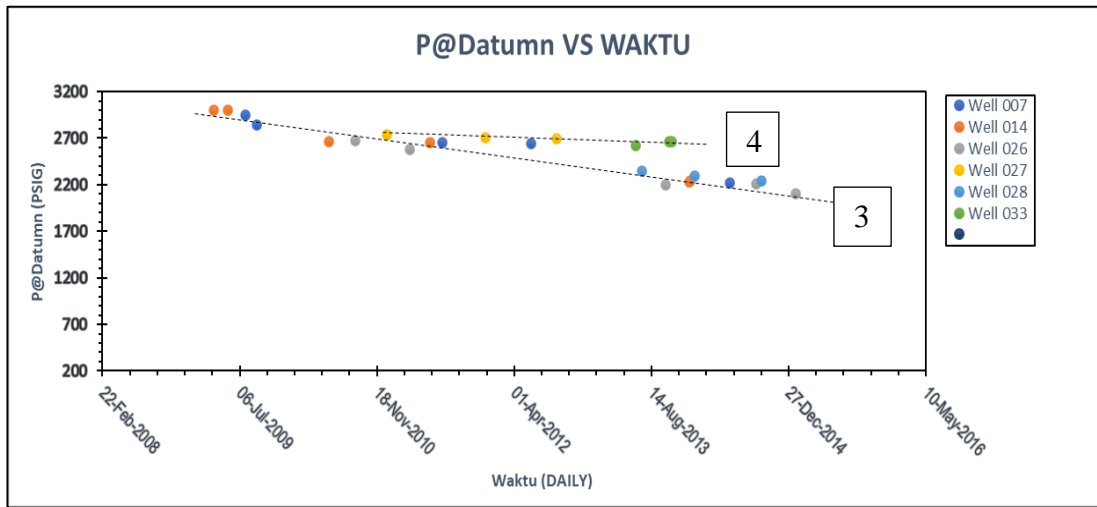
Gambar A. 9 Perbedaan P@Datumn Utara 1 vs Utara 3



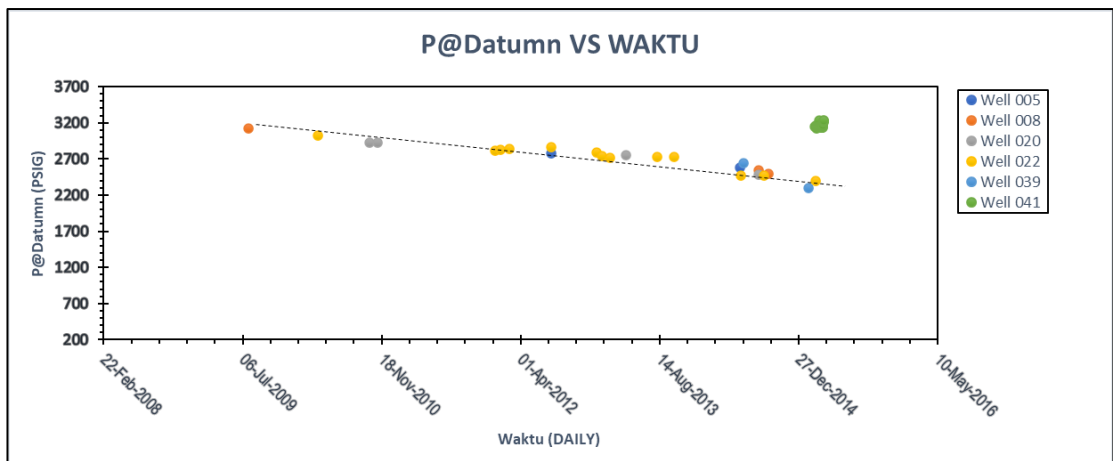
Gambar A. 10 Perbedaan P@Datumn Utara 1 vs Utara 2



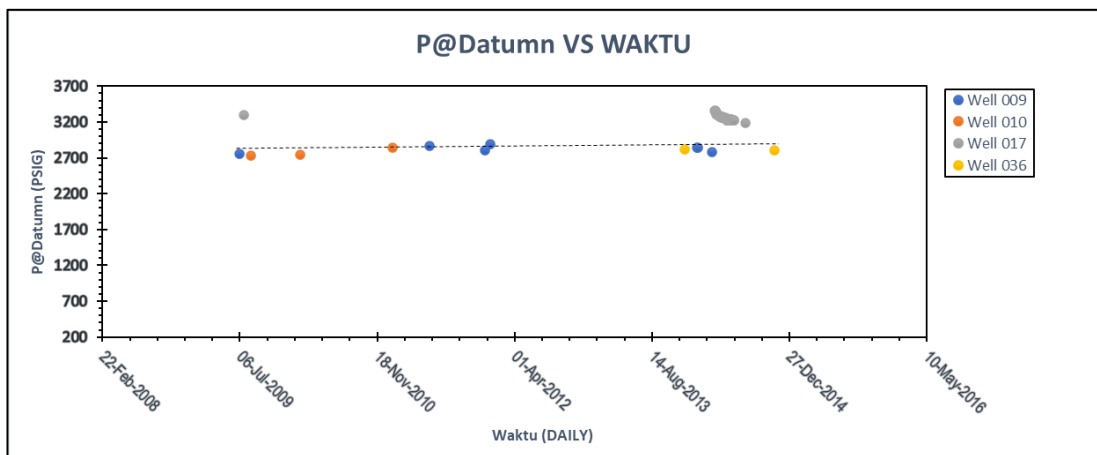
Gambar A. 11 Perbedaan P@Datumn Utara 1 vs Utara 4



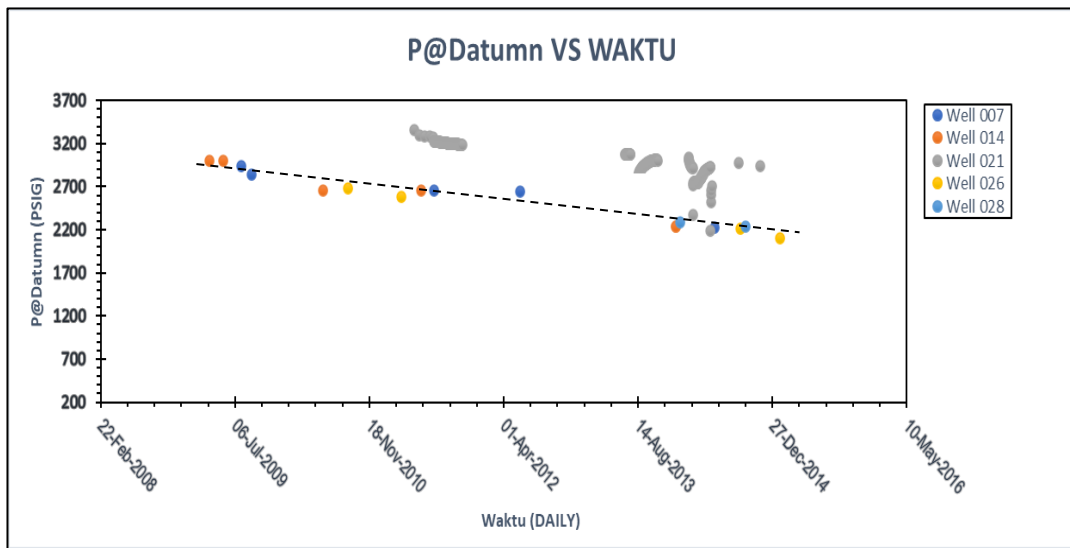
Gambar A. 12 Perbedaan P@Datumn Utara 3 vs Utara 4



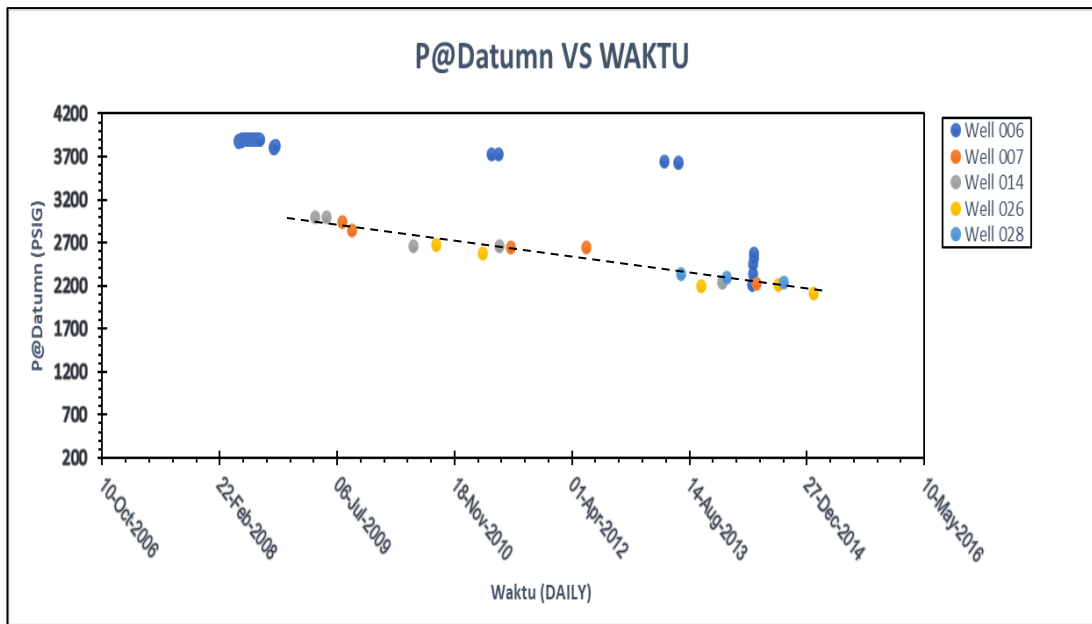
Gambar A. 13 Perbedaan P@Datumn Utara 1 vs Well 41



Gambar A. 14 Perbedaan P@Datumn Utara 2 vs Well 17



Gambar A. 15 Perbedaan P@Datumn Utara 3 vs Well 21



Gambar A. 16 Perbedaan P@Datumn Utara 3 vs Well 06

Lampiran B

Perhitungan Penentuan Tipe Decline

1. Berikut ini merupakan tabel perhitungan penentuan tipe decline pada setiap kompartmen dengan metode chi-square:

Tabel B. 1 Analisa Penentuan Tipe Decline Kompartmen Selatan 1

| t | DATE | Q _{actual} (bbl/month) | Q _{forecast} (bbl/month) (Arps Model) | | | | | | | | | | Q _{forecast} (bbl/month) (SEM Model) | | | | | | | | | |
|---------------|------------|------------------------------------|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | | b= | 0 | b= | 0.1 | b= | 0.2 | b= | 0.9 | b= | 1 | n= | 0.1 | n= | 0.3 | n= | 0.5 | n= | 0.9 | n= | 1 |
| | | | D= | 0.073 | D= | 0.074 | D= | 0.07 | D= | 0.079 | D= | 0.081 | t= | 1.43 | t= | 4.22 | t= | 7.1 | t= | 12 | t= | 2.1 |
| | | | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² |
| 0 | 01/01/2015 | 6063 | 6063 | 0 | 6063 | 0 | 6063 | 0 | 6063 | 0 | 6063 | 0 | 6063 | 0 | 6063 | 0 | 6063 | 0 | 6063 | 0 | 6063 | 0 |
| 1 | 01/02/2015 | 5523 | 5636.1698 | 2.2724 | 5632.0708 | 2.1123 | 5655.849 | 3.1205 | 5617.50 | 1.590 | 5608.696 | 1.309 | 5653.499 | 3.012 | 5646.945 | 2.720 | 5650.716 | 0.037 | 5624.909 | 1.846 | 5.57E-236 | 5E-242 |
| 2 | 01/03/2015 | 5236 | 5239.3882 | 0.0022 | 5234.5938 | -0.0004 | 5281.071 | 0.3847 | 5230.34 | 0.006 | 5217.228 | 0.064 | 5271.656 | 0.241 | 5259.440 | 0.104 | 5266.467 | 0.139 | 5218.472 | 0.059 | 5.05E+03 | 6.985 |
| 3 | 01/04/2015 | 4807 | 4870.5396 | 0.2729 | 4867.7560 | 0.3164 | 4935.702 | 0.1869 | 4890.91 | 0.053 | 4877.715 | 0.176 | 4915.603 | 0.015 | 4898.527 | 0.015 | 4908.346 | 0.291 | 4841.404 | 0.889 | 5.60E+03 | 85.701 |
| Average Error | | | X ² | 0.636872801 | X ² | 0.607257493 | X ² | 0.918004951 | X ² | 0.41220041 | X ² | 0.387289043 | X ² | 0.81713 | X ² | 0.01465515 | X ² | 0.467881699 | X ² | 1 | X ² | 5E+242 |

Tabel B. 2 Analisa Penentuan Tipe Decline Kompartmen Selatan 2

| t | DATE | Q _{actual} (bbl/month) | Q _{forecast} (bbl/month) (Arps Model) | | | | | | | | | | Q _{forecast} (bbl/month) (SEM Model) | | | | | | | | | |
|---------------|------------|------------------------------------|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | | b= | 0 | b= | 0.1 | b= | 0.2 | b= | 0.9 | b= | 1 | n= | 0.1 | n= | 0.3 | n= | 0.5 | n= | 0.9 | n= | 1 |
| | | | D= | 0.06 | D= | 0.06 | D= | 0.065 | D= | 0.065 | D= | 0.07 | t= | 1.54 | t= | 4.22 | t= | 8.3 | t= | 12 | t= | 2 |
| | | | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² |
| 0 | 01/07/2009 | 500 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 1 | 01/08/2009 | 413.065 | 470.8823 | 7.099 | 470.967 | 7.1187 | 468.730 | 6.611 | 468.392 | 6.759 | 467.290 | 6.292 | 468.564 | 6.5737 | 465.609 | 5.9468 | 470.769 | 2.73411E-05 | 463.872 | 5.565 | 303.265 | 39.75 |
| 2 | 01/09/2009 | 420.223 | 443.4602 | 1.217 | 443.777 | 1.2491 | 439.778 | 0.869 | 442.158 | 1.087 | 438.596 | 0.769 | 439.105 | 0.8110 | 433.733 | 0.4201 | 443.247 | 0.00010 | 430.354 | 0.23801 | 183.940 | 303.55 |
| 3 | 01/10/2009 | 365.806 | 417.6351 | 6.432 | 418.304 | 6.5805 | 412.945 | 5.381 | 417.777 | 6.465 | 413.223 | 5.441 | 411.497 | 5.0733 | 403.969 | 3.6052 | 417.333 | 0.00022 | 399.258 | 2.80273 | 111.565 | 579.38 |
| 4 | 01/11/2009 | 335.487 | 393.3139 | 8.508 | 394.430 | 8.8146 | 388.053 | 7.126 | 395.830 | 9.205 | 390.625 | 7.789 | 385.626 | 6.5243 | 376.248 | 4.4202 | 392.935 | 0.00037 | 370.409 | 3.29629 | 67.668 | 1059.83 |
| 5 | 01/12/2009 | 328.774 | 370.4091 | 4.680 | 372.047 | 5.0331 | 364.940 | 3.584 | 375.974 | 5.926 | 370.370 | 4.672 | 361.381 | 2.9421 | 350.429 | 1.3382 | 369.963 | 0.00054 | 343.645 | 0.64340 | 41.042 | 2017.17 |
| 6 | 01/01/2010 | 278.000 | 348.8382 | 14.385 | 351.053 | 15.2020 | 343.460 | 12.476 | 357.929 | 17.849 | 352.113 | 15.599 | 338.660 | 10.8654 | 326.382 | 7.1720 | 348.334 | 0.00073 | 318.814 | 5.22495 | 24.894 | 2573.47 |
| 7 | 01/02/2010 | 300.607 | 328.5234 | 0.191 | 331.354 | 0.3486 | 323.479 | 0.025 | 341.462 | 1.274 | 335.570 | 0.667 | 317.368 | 0.0331 | 303.985 | 0.9089 | 327.970 | 0.00093 | 295.778 | 2.08434 | 15.099 | 6181.69 |
| 8 | 01/03/2010 | 355.258 | 309.3917 | 6.800 | 312.865 | 5.7442 | 304.877 | 8.326 | 326.376 | 2.556 | 320.513 | 3.767 | 297.415 | 11.2498 | 283.125 | 18.3778 | 308.796 | 0.00115 | 274.406 | 23.8227 | 9.158 | 13080.12 |
| 9 | 01/04/2010 | 367.987 | 291.3741 | 15.219 | 295.504 | 13.2030 | 287.544 | 17.247 | 312.509 | 6.612 | 306.748 | 8.552 | 278.716 | 22.5344 | 263.696 | 33.7014 | 290.743 | 0.00137 | 254.578 | 41.9878 | 5.534 | 22359.24 |
| Average Error | | | X ² | 6.453037212 | X ² | 6.330168771 | X ² | 6.164499489 | X ² | 5.77333377 | X ² | 5.354751536 | X ² | 6.66072 | X ² | 9.93194204 | X ² | 0.005435617 | X ² | 9 | X ² | 48194.2 |

Tabel B. 3 Analisa Penentuan Tipe *Decline* Kompartmen Selatan 3

| t | DATE | Q _{Actual} | | Q _{Present} (bbI/month) (Arps) | | Q _{Present} (bbI/month) (Arps Model) | | Q _{Present} (bbI/month) (Arps) | | Q _{Present} (bbI/month) (Arps) | | Q _{Present} (bbI/month) (SEM Model) | | | | | | | | | | |
|---------------|-------------|---------------------|----------------|---|----------------|---|----------------|---|----------------|---|----------------|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|--------|
| | | D= | 0 | D= | 0.1 | D= | 0.1 | D= | 0.12 | D= | 0.12 | n= | 0.1 | n= | 0.3 | n= | 0.5 | n= | 0.9 | n= | 1 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | t= |
| (month) | (bbI/month) | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | |
| 0 | 01/10/2014 | 1100 | 1100 | 0 | 1100 | 0 | 1100 | 0 | 1100 | 0 | 1100 | 0 | 1100 | 0 | 1100 | 0 | 1100 | 0 | 1100 | 0 | 1100 | 0 |
| 1 | 01/11/2014 | 1000 | 995.321 | 0.0220 | 986.009568 | 0.19850942 | 996.3038908 | 0.0137 | 981.531 | 0.3475 | 982.143 | 0.3247 | 993.292 | 0.045 | 988.2371 | 0.1400 | 995.0125 | 9.576E-05 | 994.3163 | 0.03249 | 990.3154 | 0.0947 |
| 2 | 01/12/2014 | 937 | 900.604 | 1.4709 | 884.8786712 | 3.070063597 | 904.1180174 | 1.1958 | 885.161 | 3.0360 | 887.097 | 2.8073 | 896.935 | 1.790 | 887.8295 | 2.7232 | 927.6767 | 7.901E-01 | 898.7863 | 1.62474 | 891.5677 | 2.3151 |
| 3 | 01/01/2015 | 793 | 814.900 | 0.5886 | 795.040898 | 0.005239057 | 821.9839902 | 1.0220 | 805.307 | 0.1881 | 808.824 | 0.3096 | 809.926 | 0.354 | 797.6237 | 0.0268 | 781.1938 | 1.454E+00 | 812.4344 | 0.46489 | 802.6666 | 0.1164 |
| 4 | 01/02/2015 | 717 | 737.352 | 0.5617 | 715.134448 | 0.004866615 | 748.6415167 | 1.3373 | 738.113 | 0.6839 | 743.243 | 0.9266 | 731.357 | 0.282 | 716.5830 | 0.0002 | 702.8024 | 1.638E+00 | 734.3789 | 0.41127 | 722.6300 | 0.0439 |
| Average Error | | X ² | 0.528635328 | X ² | 0.655735538 | X ² | 0.713761789 | X ² | 0.83509672 | X ² | 0.873629889 | X ² | 0.4941 | X ² | 0.01352258 | X ² | 3.942956619 | X ² | 3 | X ² | 2.57011 | |

Tabel B. 4 Analisa Penentuan Tipe *Decline* Kompartmen Utara 1

| t | DATE | Q _{Actual} | | Q _{Present} (bbI/month) (Arps) | | Q _{Present} (bbI/month) (Arps Model) | | Q _{Present} (bbI/month) (Arps) | | Q _{Present} (bbI/month) (Arps) | | Q _{Present} (bbI/month) (SEM Model) | | | | | | | | | | |
|---------------|-------------|---------------------|----------------|---|----------------|---|----------------|---|----------------|---|----------------|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------|
| | | D= | 0 | D= | 0.1 | D= | 0.2 | D= | 0.9 | D= | 1 | n= | 0.1 | n= | 0.3 | n= | 0.5 | n= | 0.9 | n= | 1 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | t= |
| (month) | (bbI/month) | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | Peramalan | X ² | |
| 0 | 01/02/2015 | 2600 | 2600 | 0 | 2600 | 0 | 2600 | 0 | 2600 | 0 | 2600 | 0 | 2600 | 0 | 2600 | 0 | 2600 | 0 | 2600 | 0 | 2600 | 0 |
| 1 | 01/03/2015 | 2431 | 2446.140 | 0.094 | 2444.163 | 0.071 | 2437.396 | 0.017 | 2433.939 | 0.00350 | 2434.457 | 0.0049 | 2433.392 | 0.0024 | 2421.583 | 0.0366 | 2433.3923 | 0.06679 | 2443.632 | 0.06529 | 2253.8825 | 13.9185 |
| 2 | 01/04/2015 | 2382 | 2301.386 | 1.596 | 2298.540 | 1.752 | 2286.844 | 2.470 | 2286.935 | 2.463922 | 2288.732 | 2.3455 | 2277.461 | 3.1381 | 2255.409 | 5.0375 | 2277.4607 | 0.25134 | 2296.667 | 1.8585 | 1953.8410 | 85.2648 |
| 3 | 01/05/2015 | 2101 | 2165.197 | 1.903 | 2162.403 | 1.744 | 2147.314 | 0.999 | 2155.929 | 1.399500 | 2159.468 | 1.5831 | 2131.521 | 0.4370 | 2100.638 | 0.0001 | 2131.5213 | 0.53205 | 2158.542 | 1.53393 | 1693.7415 | 97.9249 |
| Average Error | | X ² | 0.898399878 | X ² | 0.891638572 | X ² | 0.871418893 | X ² | 0.96674298 | X ² | 0.983357359 | X ² | 0.89437 | X ² | 6.2242E-05 | X ² | 0.850166581 | X ² | 3 | X ² | 197.108 | |

Tabel B. 5 Analisa Penentuan Tipe *Decline* Kompartmen Utara 2

| t (month) | DATE | Q _{actual} (bbi/month) | Q _{peramal} (bbi/month) (Arps) | | Q _{peramal} (bbi/month) (Arps Model) | | Q _{peramal} (bbi/month) (Arps Model) | | Q _{peramal} (bbi/month) (Arps) | | Q _{peramal} (bbi/month) (Arps) | | Q _{peramal} (bbi/month) (SEM Model) | | | | | | | | | |
|---------------|------------|------------------------------------|---|------------------|---|------------------|---|------------------|---|------------------|---|------------------|--|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | | | b= | 0 | b= | 0.1 | b= | 0.2 | b= | 0.9 | b= | 1 | n= | 0.1 | n= | 0.3 | n= | 0.5 | n= | 0.9 | n= | 1 |
| | | | D= | 0.0652 | D= | 0.0653 | D= | 0.0651 | D= | 0.0649 | D= | 0.0648 | t= | 1.52 | t= | 4.5 | t= | 7.2 | t= | 14.92 | t= | 18.72 |
| | | | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} |
| 0 | 01/01/2015 | 1217 | 1217 | 0 | 1217 | 0 | 1217 | 0 | 1217 | 0 | 1217 | 0 | 1217 | 0 | 1217 | 0 | 1217 | 0 | 1217 | 0 | 1217 | 0 |
| 1 | 01/02/2015 | 1159 | 1140.183 | 0.311 | 1140.311 | 0.306 | 1140.776 | 0.291 | 1142.608 | 0.235 | 1142.938 | 0.226 | 1139.511 | 0.333 | 1138.512 | 0.369 | 1135.354 | 0.021 | 1145.759 | 0.153 | 1153.695 | 0.024 |
| 2 | 01/03/2015 | 1111 | 1068.215 | 1.714 | 1068.904 | 1.658 | 1070.210 | 1.555 | 1076.406 | 1.112 | 1077.373 | 1.050 | 1066.956 | 1.818 | 1065.086 | 1.979 | 1059.185 | 0.077 | 1078.688 | 0.968 | 1093.683 | 0.274 |
| 3 | 01/04/2015 | 1000 | 1000.789 | 0.001 | 1002.386 | 0.006 | 1004.818 | 0.023 | 1017.130 | 0.288 | 1018.922 | 0.351 | 999.021 | 0.001 | 996.395 | 0.013 | 988.127 | 0.162 | 1015.543 | 0.238 | 1036.793 | 1.306 |
| Average Error | | | X ^{1/2} | 0.506211225 | X ^{1/2} | 0.49244493 | X ^{1/2} | 0.467218226 | X ^{1/2} | 0.40886594 | X ^{1/2} | 0.406677616 | X ^{1/2} | 0.5381 | X ^{1/2} | 0.01304068 | X ^{1/2} | 0.259786035 | X ^{1/2} | 1 | X ^{1/2} | 1.60427 |

Tabel B. 6 Analisa Penentuan Tipe *Decline* Kompartmen Utara 3

| t (month) | DATE | Q _{actual} (bbi/month) | Q _{peramal} (bbi/month) (Arps) | | Q _{peramal} (bbi/month) (Arps Model) | | Q _{peramal} (bbi/month) (Arps Model) | | Q _{peramal} (bbi/month) (Arps) | | Q _{peramal} (bbi/month) (Arps) | | Q _{peramal} (bbi/month) (SEM Model) | | | | | | | | | |
|---------------|------------|------------------------------------|---|------------------|---|------------------|---|------------------|---|------------------|---|------------------|--|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | | | b= | 0 | b= | 0.1 | b= | 0.2 | b= | 0.9 | b= | 1 | n= | 0.1 | n= | 0.3 | n= | 0.5 | n= | 0.9 | n= | 1 |
| | | | D= | 0.054 | D= | 0.055 | D= | 0.055 | D= | 0.059 | D= | 0.059 | t= | 1.89 | t= | 4.32 | t= | 8.51 | t= | 15.2 | t= | 18.3 |
| | | | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} | Peramalan | X ^{1/2} |
| 0 | 01/01/2015 | 2414 | 2414 | 0 | 2414 | 0 | 2414 | 0 | 2414 | 0 | 2414 | 0 | 2414 | 0 | 2414 | 0 | 2414 | 0 | 2414 | 0 | 2414 | 0 |
| 1 | 01/02/2015 | 2275 | 2287.10 | 0.06 | 2285.16 | 0.05 | 2285.50 | 0.05 | 2279.14 | 0.01 | 2279.51 | 0.01 | 2289.60 | 0.09 | 2252.05 | 0.23 | 2276.25 | 0.05 | 2275.22 | 0.00 | 2285.63 | 0.05 |
| 2 | 01/03/2015 | 2239 | 2166.87 | 2.40 | 2163.84 | 2.61 | 2165.12 | 2.52 | 2157.91 | 3.05 | 2159.21 | 2.95 | 2171.60 | 2.09 | 2100.96 | 9.07 | 2146.37 | 0.20 | 2144.41 | 4.17 | 2164.08 | 2.59 |
| 3 | 01/04/2015 | 2000 | 2052.97 | 1.37 | 2049.57 | 1.20 | 2052.28 | 1.33 | 2048.37 | 1.14 | 2050.98 | 1.27 | 2059.69 | 1.73 | 1960.01 | 0.82 | 2023.89 | 0.42 | 2021.12 | 0.22 | 2049.00 | 1.17 |
| Average Error | | | X ^{1/2} | 0.957830666 | X ^{1/2} | 0.963662205 | X ^{1/2} | 0.975130718 | X ^{1/2} | 1.04925179 | X ^{1/2} | 1.056060959 | X ^{1/2} | 0.97865 | X ^{1/2} | 0.815735338 | X ^{1/2} | 0.665284521 | X ^{1/2} | 1 | X ^{1/2} | 3.81477 |