

**PENGEMBANGAN LAPANGAN “DNV” DENGAN  
INJEKSI WATERFLOODING MENGGUNAKAN  
SIMULATOR RESERVOIR**

**SKRIPSI**



**Oleh**

**DZAKY NAUFAL VALDIYANTORO**

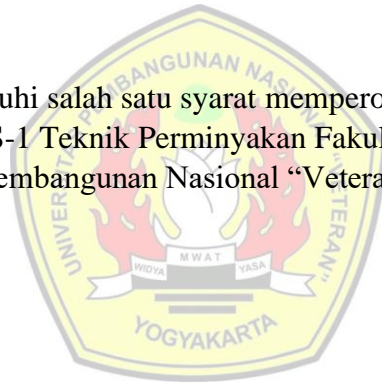
**NIM: 113190152**

**JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN  
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL  
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”  
YOGYAKARTA  
2023**

**PENGEMBANGAN LAPANGAN “DNV” DENGAN  
INJEKSI WATERFLOODING MENGGUNAKAN  
SIMULATOR RESERVOIR**

**SKRIPSI**

Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar Sarjana Teknik  
pada Program Studi S-1 Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Mineral  
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta



**Oleh**

**DZAKY NAUFAL VALDIYANTORO**

**NIM: 113190152**

**JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN  
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL  
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”  
YOGYAKARTA  
2023**

## **LEMBAR PENGESAHAN**

### **PENGEMBANGAN LAPANGAN “DNV” DENGAN INJEKSI WATERFLOODING MENGGUNAKAN SIMULATOR RESERVOIR**

Disusun sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik  
Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional  
“Veteran” Yogyakarta

oleh

**Dzaky Naufal Valdiyantoro**

**NIM: 113190152**

Menyetujui

Yogyakarta, 28 Desember 2023

**Dosen Pembimbing**

M.TH.KRISTIATI EKO ANDREASTUTI, ST., MT.

NIP. 19601205 199303 2 001

**Koordinator Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan**

HARIYADI, ST., MT.

NIP. 19721102 202121 007

## **PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH**

Saya yang bertandatangan di bawah ini :

Nama : Dzaky Naufal Valdiyantoro

NIM : 113190152

menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi dari skripsi ini adalah asli karya ilmiah saya. Selama penyusunan karya ilmiah ini, saya selalu berkonsultasi dengan dosen pembimbing hingga menyelesaikan karya ilmiah ini dan tidak melakukan penjiplakan (plagiasi) terhadap karya ilmiah orang atau pihak lain baik karya lisan maupun tulisan, baik secara sengaja maupun tidak sengaja.

Apabila kemudian hari terbukti bahwa skripsi saya mengandung unsur penjiplakan (plagiasi) dari karya orang atau pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, bukan tanggung jawab dosen pembimbing saya. Oleh karena itu saya bersedia bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan/dicabut gelar kesarjanaan saya oleh Rektor Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta dan diumumkan pada khalayak ramai.

Yogyakarta, 28 Desember 2023

Yang menyatakan

(materai Rp 10.000)

**DZAKY NAUFAL VALDIYANTORO**

Nomor Telepon : +6282330964858

Alamat Email : dzakynaufalv@gmail.com

Nama & Alamat Orang Tua : Eddy Subiyantoro & Musdalifah

Wiyung, Surabaya, Jawa Timur

## HALAMAN PERSEMBAHAN

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

*Puji Syukur Kehadirat Allah SWT karena berkat rahmat dan karunianya penulis dapat menyelesaikan skripsi ini tak lupa sholawat kepada nabi Muhammad SAW*

*Skripsi ini saya persembahkan kepada orang tua, kakak-kakak saya , serta keluarga besar tercinta yang senantiasa mendukung lahir dan batin.*

## **PRAKATA**

Puji dan syukur kepada Allah SWT atas segala berkat dan rahmat-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan Tugas Akhir pada Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta. Tugas akhir ini berjudul **“PENGEMBANGAN LAPANGAN “DNV” DENGAN INJEKSI WATERFLOODING MENGGUNAKAN SIMULATOR RESERVOIR”**

Dalam penulisan Tugas Akhir ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Prof. Dr. M. Irhas Effendi, M.S. selaku Rektor UPN “Veteran” Yogyakarta.
2. Dr. Ir. Sutarto, MT., 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. Hariyadi, ST., MT., selaku Koordinator S1 Program Studi Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta.
5. Maria Theresia Kristiati Eko Andreastuti, ST., MT., selaku Dosen Pembimbing.
6. Puji Hartoyo, ST., MT., selaku Dosen Wali saya.
7. Mohammad Oggi Refani Sebagai Pembimbing Lapangan tugas akhir.
8. Seluruh pihak yang tidak dapat Penulis sebutkan satu persatu.

Penulis meyakini sepenuhnya bahwa penulisan ini masih terdapat banyak kekurangan, sehingga kritik dan saran yang membangun sangat berarti bagi penulis. Semoga tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi penulis dan semua pihak yang memerlukannya.

Yogyakarta, 28 Desember 2023

Dzaky Naufal Valdiyantoro

## RINGKASAN

### PENGEMBANGAN LAPANGAN "DNV" DENGAN INJEKSI WATERFLOODING MENGGUNAKAN SIMULATOR RESERVOIR

Oleh  
Dzaky Naufal Valdiyantoro  
NIM: 113190152  
(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Lapangan "DNV" memiliki jumlah 73 sumur terdiri atas 58 sumur produksi aktif, 13 sumur *shut in*, dan dua sumur injeksi. Lapangan "DNV" memiliki nilai *Original Oil In Place* (OOIP) 64.62 MMSTB. Lapangan ini terproduksi sebesar 6 MMSTB. Produksi dimulai pada Oktober 1957 hingga Juni 2017 dengan nilai *current recovery factor* sebesar 9.29%. Lapangan "DNV" memiliki 5 lapisan yang sudah diproduksi. Pengembangan Lapangan "DNV" menggunakan metode injeksi *waterflooding*. Metode *waterflooding* diharapkan mampu untuk meningkatkan nilai *recovery factor* dan mempertahankan tekanan, diperlukan skenario pengembangan yang tepat pada lapangan "DNV".

Studi pengembangan Lapangan "DNV" dilakukan dengan menganalisa *Oil Saturation*, Perforasi tiap Sumur, dan Jarak antar Sumur untuk dilakukan konversi menjadi injeksi *waterflooding* melalui pengembangan lapangan. Metode *waterflooding* dilakukan untuk memaksimalkan pendesakan minyak dengan memanfaatkan air yang ikut terproduksi. Pengembangan lapangan "DNV" memiliki tiga skenario yang hanya memanfaatkan sumur-sumur yang sudah ada untuk dilakukan konversi menjadi injeksi.

Berdasarkan dari ketiga skenario yang disimulasikan didapatkan hasil skenario *Waterflooding* terbaik dilakukan dengan menerapkan *rate* injeksi pada sumur P9 sebesar 1750 stb/day, sumur P28 dan P55 sebesar 1500 stb/day, dan sumur P44 dan P54 sebesar 1400 stb/day. Pengembangan ini dilakukan selama 30 tahun dari juni 2017 hingga 2047, skenario ini menghasilkan kumulatif minyak sebesar 14,11 MMSTB, *recovery factor* sebesar 21,83%, dan *watercut* 98,06%, serta peningkatan RF sebesar 3,73% dibandingkan dengan *basecase*.

Kata kunci: *Waterflooding*, *Recovery Factor*, Pengembangan Lapangan

## ABSTRACT

### ***DEVELOPMENT OF “DNV” FIELD WITH WATERFLOODING INJECTION USING RESERVOIR SIMULATION***

By  
Dzaky Naufal Valdiyantoro  
NIM: 113190152  
(Petroleum Engineering Undergraduated Program)

*The "DNV" field has a total of 73 wells consisting of 58 active production wells, 13 shut-in wells and two injection wells. The "DNV" field has an Original Oil In Place (OOIP) about 64.62 MMSTB. This field produced 6 MMSTB. Production started in October 1957 until June 2017 with a current recovery factor value of 9.29%. The "DNV" field has 5 layers that have been produced. "DNV" Field Development uses the waterflooding injection method. The waterflooding method is expected to be able to increase the recovery factor value and maintain pressure, an appropriate development scenario is needed for the "DNV" field.*

*The "DNV" Field development study was carried out by analyzing Oil Saturation, Perforation for each Well, and Distance between Wells for conversion to waterflooding injection through field development. The waterflooding method is used to maximize oil pressure by utilizing the water that is produced. The development of the "DNV" field has three scenarios that only utilize existing wells for conversion to injection.*

*Based on the three simulated scenarios, the best waterflooding scenario results were obtained by applying an injection rate to well P9 of 1750 stb/day, wells P28 and P55 of 1500 stb/day, and wells P44 and P54 of 1400 stb/day. This development is carried out for 30 years from June 2017 to 2047, this scenario produces cumulative oil of 14.11 MMSTB, recovery factor of 21.83%, and watercut of 98.06%, as well as an increase in RF of 3.73% compared to the base case.*

*Keywords: Waterflooding, Recovery Factor, Field Development*



## DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN .....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH.....	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN .....	iv
PRAKATA.....	v
RINGKASAN .....	vi
ABSTRACT.....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR .....	x
DAFTAR TABEL.....	xi
DAFTAR LAMPIRAN.....	xii
DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG .....	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
I.1 Latar Belakang.....	1
I.2 Rumusan Masalah.....	1
I.3 Maksud dan Tujuan .....	1
I.4 Batasan Masalah.....	2
I.5 Metodologi.....	2
I.6 Sistematika Penulisan .....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
II.1 <i>Waterflooding</i> .....	5
II.2 Konsep <i>Waterflooding</i> .....	5
II.3 <i>Drive Mechanism</i> .....	6
II.4 <i>Scatter Plot</i> .....	7
II.5 Metode Simulasi Reservoir .....	8
II.6 Persiapan Data .....	9
II.7 Pengolahan Data.....	10
II.8 <i>Forecasting</i> (Peramalan/Prediksi) .....	10
II.9 <i>Convert to Injection</i> (CTI).....	10
II.10 Skenario Pengembangan Lapangan dengan <i>Waterflooding</i> .....	11

## DAFTAR ISI (Lanjutan)

BAB III SIMULASI RESERVOIR <i>WATERFLOODING</i> LAPANGAN “DNV”	21
III.1. Persiapan Data .....	21
III.2. <i>Drive Mechanism</i> Pada Lapangan “DNV” .....	21
III.3. Karakteristik Reservoir .....	22
III.3.1. Sifat Fisik Batuan Reservoir .....	22
III.3.2. Sifat Fisik Fluida Reservoir .....	22
III.4. Kondisi Reservoir .....	23
III.5. <i>Production History</i> .....	23
III.6. Data <i>Inplace</i> dari Hasil <i>Result Inisialisasi</i> .....	30
III.7. Data <i>History Matching</i> .....	31
III.8. Persiapan <i>Forecast</i> simulasi reservoir pada Lapangan “DNV” .....	31
III.8.1. Model Simulasi Reservoir .....	31
III.8.2. Penentuan <i>Constraint</i> .....	32
III.8.2.1. Penentuan Batasan <i>Bottom Hole Pressure</i> .....	32
III.8.2.2. Penentuan <i>Economic Limit</i> .....	32
III.8.2.3. <i>Maximum Water Cut</i> .....	33
III.9. Prediksi dan Pengembangan Skenario <i>Waterflooding</i> .....	33
III.9.1. <i>Basecase</i> .....	33
III.9.2. Skenario I <i>Sensitivity</i> Jumlah Sumur Konversi ( <i>Convert To Injection</i> ). .....	37
III.9.3. Skenario II Penentuan Pola Injeksi .....	41
III.9.4. Skenario III Penentuan Laju Injeksi Pada Sumur Konversi .....	43
BAB IV PEMBAHASAN .....	45
BAB V KESIMPULAN .....	50
DAFTAR PUSTAKA .....	51
DAFTAR PUSTAKA (LANJUTAN) .....	52

## DAFTAR GAMBAR

Gambar I.1. Diagram Alur Perencanaan Pengembangan Lapangan “DNV” dengan Metode <i>Waterflooding</i> .....	3
Gambar I.1. Diagram Alur Perencanaan Pengembangan Lapangan dengan Metode <i>Waterflooding</i> (Lanjutan) .....	4
Gambar II.1. <i>Drive Mechanism</i> Metode Ganesh Thakur .....	7
Gambar II.2. <i>Scatter Plot of Water Cut and Oil Rate</i> .....	7
Gambar II.3. Pola Sumur Injeksi – Produksi <i>Five Spot</i> .....	15
Gambar II.4. Pola Sumur Injeksi – Produksi <i>Seven Spot</i> .....	16
Gambar II.5. Pola Sumur Injeksi – Produksi <i>Nine Spot</i> .....	17
Gambar II.6. Pola Sumur Injeksi – Produksi <i>Peripheral Pattern</i> (Willhite, 1986) .....	17
Gambar II.7. Data Hasil Percobaan Optimum VRR pada <i>Light Oil</i> dan <i>Heavy Oil</i> .....	18
Gambar III.1. Ganesh Thakur <i>plot</i> Lapangan “DNV” .....	22
Gambar III.2. Data Simulasi Sejarah Tekanan Lapangan “DNV” .....	23
Gambar III.3. Data Simulasi Sejarah Laju Produksi Lapangan “DNV” .....	24
Gambar III.4. Sejarah Kumulatif Produksi Lapangan “DNV” .....	24
Gambar III.5. Grafik <i>History Matching</i> Lapangan “DNV” .....	31
Gambar III.6. <i>Streamline</i> Injeksi I1 dan I2 pada <i>Timestep</i> 01/06/2017 .....	34
Gambar III.7. <i>Streamline</i> Injeksi I1 dan I2 pada <i>Timestep</i> 01/06/2047 .....	34
Gambar III.8. Prediksi Produksi Minyak <i>Basecase</i> .....	35
Gambar III.7. Hasil <i>Scatter Plot</i> Pada Lapangan “DNV” .....	40
Gambar III.8. <i>Streamline</i> Skenario I-A .....	42
Gambar III.9. <i>Streamline</i> Skenario I-B .....	42
Gambar III.10. <i>Streamline</i> Skenario I-C .....	43
Gambar III.11. <i>Streamline</i> Skenario III Terbaik .....	44
Gambar D.4. Rate Injection vs Oil Rate Skenario III .....	62

## DAFTAR TABEL

Tabel II-1. Karakteristik dari <i>Waterflood Pattern</i> .....	14
Tabel III-1. Data Sifat Fisik Fluida Saat <i>Bubble Point</i> .....	23
Tabel III-2. Status dan Jumlah Sumur Lapangan “DNV” .....	25
Tabel III-3. <i>Summary</i> Data Sumur Produksi Pada Lapangan “DNV” .....	25
Tabel III-4. Data <i>Original Oil In Place</i> Pada Lapangan ”DNV” .....	30
Tabel III-5. Tabulasi <i>Bottom Hole Pressure</i> (BHP) <i>Current</i> .....	32
Tabel III-6. Hasil Prediksi Skenario <i>Basecase</i> .....	35
Tabel III-7. Data Perforasi Lapisan Tiap Sumur Pada Lapangan “DNV” .....	35
Tabel III-7. (Lanjutan).....	36
Data Perforasi Lapisan Tiap Sumur Pada Lapangan “DNV” .....	36
Tabel III-7. (Lanjutan).....	37
Data Perforasi Lapisan Tiap Sumur Pada Lapangan “DNV” .....	37
Tabel III-8. <i>Screening Criteria</i> Pemilihan Sumur Untuk Dilakukan CTI.....	38
Tabel III-8. (Lanjutan) <i>Screening Criteria</i> Pemilihan Sumur Untuk Dilakukan CTI....	39
Tabel III-8. (Lanjutan) <i>Screening Criteria</i> Pemilihan Sumur Untuk Dilakukan CTI....	40
Tabel III-9. Data Sumur Konversi.....	41
Tabel III-10. Tabulasi Hasil Skenario I.....	41
.....	41
Tabel III-11. Tabulasi Hasil Skenario III .....	44
Tabel III-12. Ringkasan Hasil HM, BC, Skenario I, II, II, Terbaik .....	44
Tabel E.1. Tabel SwBT <i>Mobility Ratio</i> .....	61

## DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran A <i>Cumulative</i> dan <i>Rate</i> Produksi Skenario III.....	54
Lampiran A <i>Watercut</i> dan pada lapangan “DNV” .....	56
Lampiran C PVT Pada Lapangan “DNV” .....	57
Lampiran D <i>Water Injection Cumulative</i> Pada Lapangan “DNV” .....	59
Lampiran E <i>Mobility Ratio</i> .....	61
Lampiran F <i>Rate Injection</i> vs <i>Oil Rate</i> Skenario III.....	62

## DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG

<b>SINGKATAN</b>		Halaman
OOIP	<i>Original Oil Inplace</i>	1
SCAL	<i>Special Core Analysis</i>	4
RCAL	<i>Routine Core Analysis</i>	4
PVT	<i>Pressure Volume Temperature</i>	4
IOR	<i>Improved Oil Recovery</i>	7
PI	<i>Productivity Index</i>	12
GOR	<i>Gas Oil Ratio</i>	25
BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i>	26
VRR	<i>Voidage Replacement Ratio</i>	33
EUR	<i>Estimated Ultimate Recovery</i>	18
WC	<i>Water Cut</i>	4
CTI	<i>Convert To Injection</i>	6
<b>LAMBANG</b>		
$B_o$	Faktor Volume Formasi Minyak, BBL/STB	11
$B_g$	Faktor Volume Formasi Gas, SCF/STB	11
$B_w$	Faktor Volume Formasi Air, BBL/STB	11
$U_o$	Viskositas Minyak, cP	11
$U_g$	Viskositas Gas, cP	11
$U_w$	Viskositas Air, cP	11
$K$	Permeabilitas, mD	12
$\emptyset$	Densitas	12
$S_o$	Saturasi Minyak	12
$S_w$	Saturasi Air	12
$S_g$	Saturasi gas, fraksi	12
$Q_o$	Produksi Minyak, BOPD	12

$Q_g$	Produksi Gas, SCFD	12
$P$	Tekanan, psi	12
$S_{wi}$	Saturasi air <i>initial</i> , fraksi	12
$P_c$	Tekanan Kapiler	21
$\emptyset$	Porositas, fraksi	22
$K_{ro}$	Permeabilitas Relatif Minyak, fraksi	23
$K_{rw}$	Permeabilitas Relatif Air, fraksi	23
$M$	<i>Mobility Ratio</i> , fraksi	26
$P$	Jumlah Sumur Produksi	27
$I$	Jumlah Sumur Injeksi	27
$W_p$	Produksi Kumulatif Air, MBBL	34
$NP$	Produksi Kumulatif Minyak, MMSTB	34
$QI$	Rate Injeksi, BBLD	34
$P_b$	<i>Bubble Point</i> , Psi	45

# BAB I

## PENDAHULUAN

### I.1 Latar Belakang

Lapangan "DNV" memiliki jumlah 73 sumur yang terdiri atas 58 sumur produksi aktif, 13 sumur *shut in*, dan 2 sumur injeksi. Lapangan "DNV" memiliki lima lapisan dengan total nilai *Original Oil In Place* (OOIP) sebesar 64.62 MMSTB, lapangan ini telah terproduksi sebesar 6 MMSTB, produksi dimulai pada Oktober 1957 hingga Juni 2017, dan memiliki nilai *current recovery factor* sebesar 9.29%. Pengembangan yang telah dilakukan yaitu penambahan 26 sumur pada tahun 2015 hingga 2017. Seluruh lapisan pada lapangan "DNV" sudah diproduksi.

Pengembangan Lapangan "DNV" saat ini sudah menggunakan metode injeksi *waterflooding*. Metode *waterflooding* masih dapat meningkatkan nilai *recovery factor* dengan mengkonversi sumur-sumur *shut-in* dan satu sumur yang masih berproduksi menjadi sumur injeksi melalui *screening criteria*.

### I.2 Rumusan Masalah

Ada beberapa permasalahan yang perlu dianalisis dalam penelitian kali ini, yaitu:

1. Berapakah jumlah sumur *Convert to Injection* (CTI) *waterflooding* yang terbaik terhadap perolehan Lapangan "DNV"?
2. Apakah pola injeksi yang tepat untuk dilakukan *waterflooding* pada Lapangan "DNV"?
3. Berapa *rate* injeksi paling optimum untuk dilakukan *waterflooding* pada Lapangan "DNV"?
4. Berapakah peningkatan *recovery factor* pada Lapangan "DNV" setelah dilakukan *waterflooding*?

### I.3 Maksud dan Tujuan

Maksud dari penyusunan skripsi ini adalah untuk melakukan pengembangan Lapangan melalui metode *waterflooding* sehingga dapat meningkatkan perolehan minyak pada Lapangan "DNV".



Tujuan dari penulisan skripsi ini adalah:

1. Mengetahui jumlah sumur CTI yang optimal untuk injeksi *waterflooding* pada lapangan “DNV”
2. Mengetahui pola injeksi terbaik pada Lapangan “DNV”.
3. Mengetahui laju injeksi air paling optimum pada Lapangan “DNV”.
4. Mengetahui skenario injeksi *waterflooding* terbaik untuk Lapangan “DNV”.

#### **I.4 Batasan Masalah**

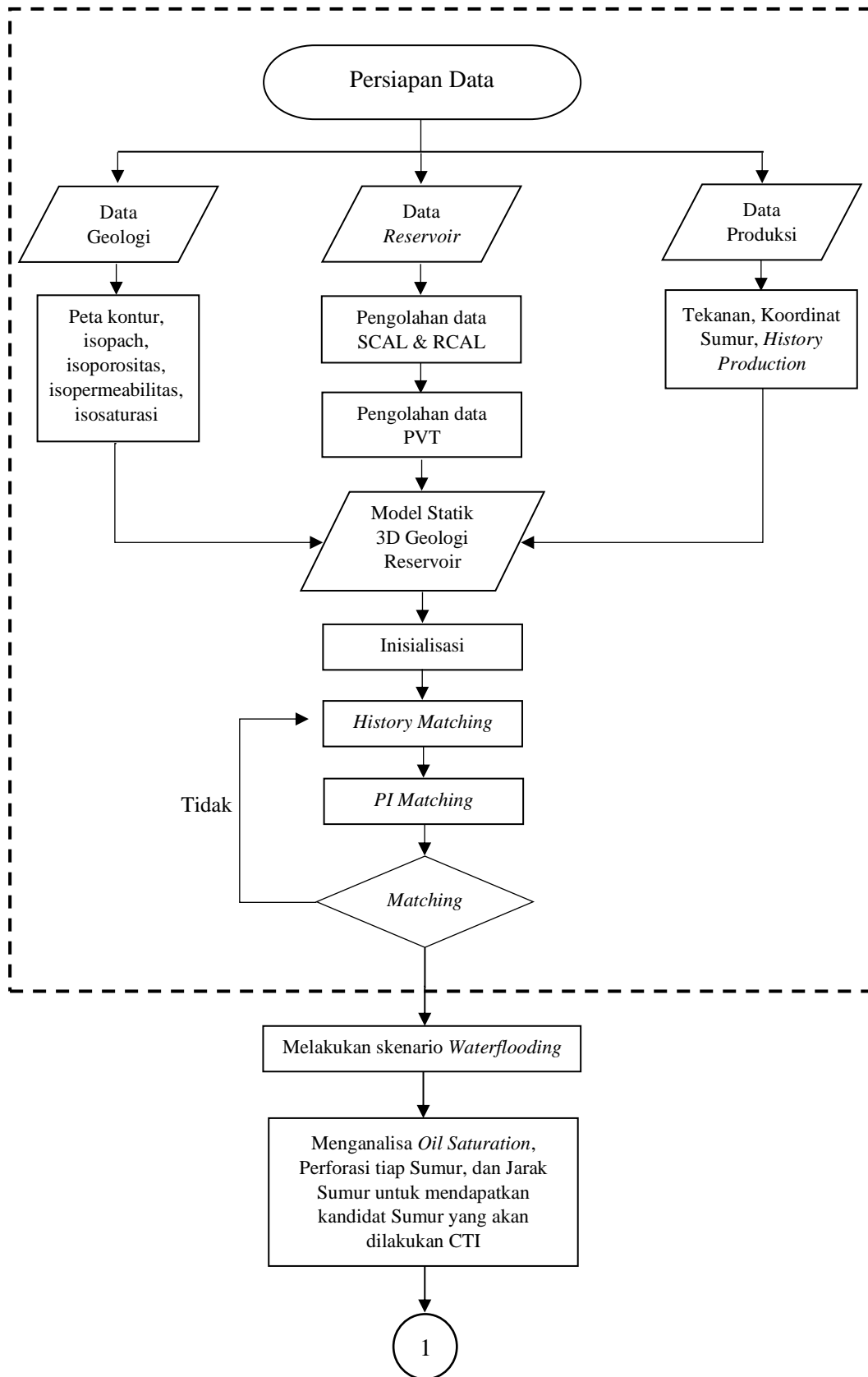
Batasan masalah pada penelitian ini yaitu :

1. Studi simulasi reservoir menggunakan simulator *Black Oil Simulation* dengan *software* tNavigator v22.2.
2. Model simulasi reservoir yang digunakan telah melalui tahap *history matching*.
3. Pertimbangan analisa keekonomian tidak dilakukan pada studi simulasi pengembangan lapangan “DNV”.

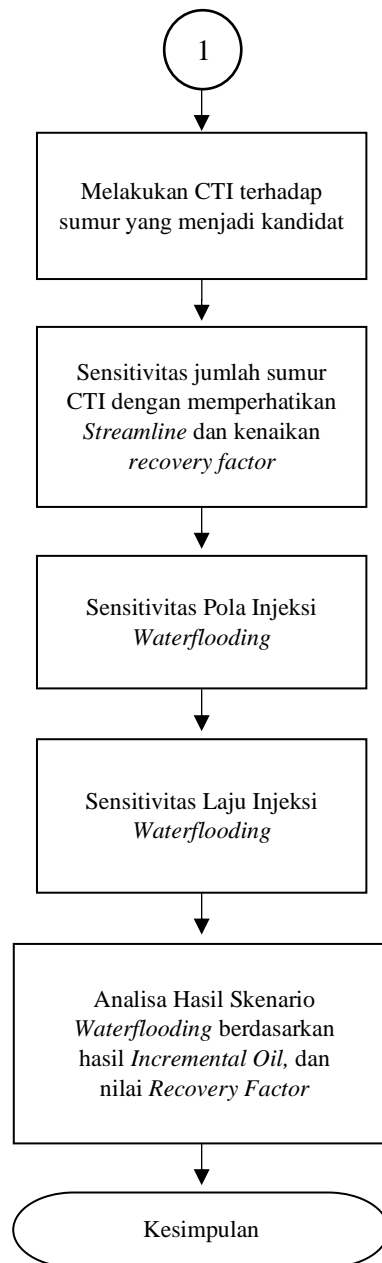
#### **I.5 Metodologi**

Metodologi pada penelitian dalam penyusunan skripsi ini adalah pengembangan lapangan dengan simulasi model menggunakan simulator reservoir tNavigator untuk mendapatkan skenario terbaik yang didapatkan. Langkah langkah pengerjaan skripsi ini adalah sebagai berikut (diagram alir pada **Gambar I.1**) :

1. Kegiatan persiapan data berupa model statis reservoir, karakteristik reservoir, data produksi serta data *actual history production* dan *matched model*.
2. Menganalisa *Oil Saturation*, Perforasi tiap Sumur, dan Jarak antar Sumur untuk mendapatkan kandidat sumur yang akan dilakukan CTI.
3. Melakukan CTI terhadap sumur yang menjadi kandidat.
4. Sensitivitas jumlah Sumur CTI dengan memperhatikan *Streamline* dan kenaikan *recovery factor*.
5. Sensitivitas Pola Injeksi *Waterflooding*.
6. Sensitivitas Laju Injeksi *Waterflooding*.
7. Analisa hasil Skenario *Waterflooding* berdasarkan hasil *Incremental Oil* dan nilai *Recovery Factor*.
8. Pengambilan kesimpulan.



**Gambar I.1. Diagram Alur Perencanaan Pengembangan Lapangan “DNV” dengan Metode Waterflooding**



**Gambar I.1. Diagram Alur Perencanaan Pengembangan Lapangan dengan Metode *Waterflooding* (Lanjutan)**

## **I.6 Sistematika Penulisan**

Pada penulisan skripsi yang berjudul “**Pengembangan Lapangan “DNV” Dengan Injeksi *Waterflooding* Menggunakan Simulator Reservoir**” terdiri dari enam bab, yaitu : Bab I Pendahuluan; Bab II Dasar Teori; Bab III Perencanaan *Waterflooding* Pada Lapangan “DNV”; Bab IV Pembahasan; Bab V Kesimpulan.

## **BAB II TINJAUAN PUSTAKA**

### **II.1 *Waterflooding***

Alasan utama mengapa *waterflooding* adalah proses pemulihan minyak yang paling sukses dan paling banyak digunakan karena menawarkan biaya yang relatif rendah jika dibandingkan dengan cairan injeksi lainnya (Muggeridge, 2014).

*Waterflooding* merupakan salah satu metode *secondary recovery* dari tiga fase *oil recovery*. *Waterflooding* adalah proses injeksi air yang kompatibel yang diinjeksikan ke reservoir untuk meningkatkan dan atau mempertahankan tekanan reservoir yang akan berpengaruh pada peningkatan *recovery factor* (RF), (Rukmana, Dadang. 2020).

*Waterflooding* merupakan salah satu jenis injeksi air yang mana terdapat 2 jenis injeksi air menurut Rukmana, Dadang. 2020, yaitu:

- *Waterflooding*: metode *secondary recovery* dimana air diinjeksikan ke reservoir untuk meningkatkan perolehan minyak. Air yang diinjeksikan dari sumur injeksi mendorong minyak yang ada di reservoir ke sumur produksi.
- *Water-pressure maintenance*: proses dimana air diinjeksikan ke aquifer untuk memberikan dorongan energi pada mekanisme pendorong alami dengan tujuan meningkatkan produksi minyak sebelum batasan ekonomis produksinya.

### **II.2 *Konsep Waterflooding***

(Rukmana, Dadang. 2020) Injeksi Air (*Waterflooding*) memiliki syarat-syarat yang harus dipenuhi supaya program *Waterflooding* berhasil antara lain, *Waterflooding* akan efektif pada reservoir yang memiliki kurva *fractional flow* landai pada saat *water cut* lebih dari 90% karena tidak akan mengalami breakthrough lebih cepat dan memperpanjang produksi minyak, Area yang akan dilakukan *Waterflooding* harus memiliki *Recovery Factor Current* (RF) yang masih rendah, Lapisan yang akan dilakukan *Waterflooding* harus memiliki Saturasi Air (Sw) yang masih rendah

pada kondisi terkini, *Waterflooding* akan lebih baik pada kondisi Tekanan Reservoir diatas Tekanan Saturasi ( $P_b$ ), *Waterflooding* sangat ideal dilakukan pada mekanisme reservoir *Depletion Drive* dan *Gas Cap Drive* sedangkan untuk *Water Drive* kurang cocok.

Proses pendesakan pada *waterflooding* dapat dikategorikan sebagai proses pendesakan tak tercampur. Air yang bersifat tidak membasahi akan berusaha menempati pori-pori yang besar yang semula diisi oleh minyak, dan berusaha menerobos minyak ke arah sumur produksi. Pendesakan tidak tercampur (*immiscible displacement*) adalah menginjeksikan fluida yang mempunyai sifat tidak mencampur (*immiscible*) ke dalam reservoir. Apabila fluida pendesak bersifat tidak membasahi, maka akan terbentuk suatu bidang antar permukaan, antara fluida yang membasahi dan fluida yang bersifat tidak membasahi. Fluida injeksi harus melalui bidang antar muka tersebut supaya dapat masuk ke reservoir, untuk itu diperlukan suatu gradien tekanan pendesakan (*displacement pressure*). Pada lubang pori-pori yang kecil saja gradien tekanan yang diperlukan sangat besar, terutama pada lubang bor. Dengan demikian, pada umumnya injeksi fluida yang bersifat tidak membasahi akan lebih efisiensi jika digunakan pada daerah yang mempunyai lubang pori-pori yang besar.

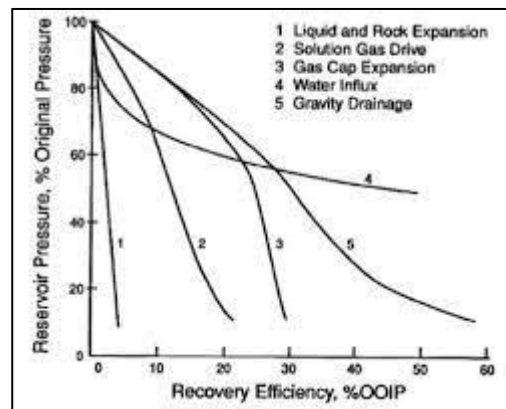
Prosedur dalam menentukan waktu yang tepat dilakukannya *waterflooding* terdapat beberapa parameter yang perlu diperhatikan yaitu (Tarek, Ahmed. 2012) :

- Perolehan produksi minyak
- Laju produksi fluida
- Ketersediaan dan kualitas fluida injeksi
- Biaya dan keekonomisan projek *waterflooding* (*operasional, maintenance*, konversi sumur produksi menjadi sumur injeksi, dan menambah sumur injeksi baru).

### **II.3 Drive Mechanism**

Data *Drive Mechanism* pada penelitian ini menggunakan metode Ganesh Thakur yaitu melalui cara plot grafik antara kumulatif produksi minyak terhadap volume isi awal minyak di tempat (NP/N) dengan perbandingan antara tekanan *reservoir* dengan tekanan awal (P/Pi). Analisa terhadap jenis energi pendorong dilakukan

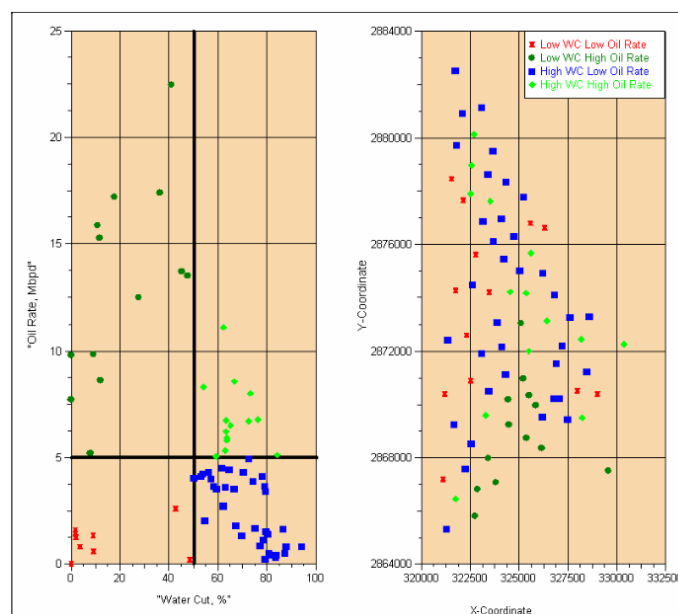
terhadap interpretasi kurva tipe tenaga pendorong Ganesh Thakur dengan plot *recovery efficiency* terhadap % *pressure*.



**Gambar II.1. Drive Mechanism Metode Ganesh Thakur**

#### II.4 Scatter Plot

Menunjukkan plot sebar sumuran yang dikelompokkan berdasarkan kriteria yang dipilih berdasarkan kinerja reservoir. Pada Gambar ini sumur-sumur dikelompokkan berdasarkan produksi Oil dan *Watercut* dengan pengelompokan *watercut* yang rendah (<50%) dan produksi oil yang tinggi (>5 Mbpd) dianggap sebagai sumur yang sangat baik. Sumur dengan *watercut* yang tinggi (>50%) dan produksi oil yang rendah (<5 Mbpd) merupakan kandidat utama untuk *workover*, stimulasi, dan pembatasan *rate*. (Saud M. Al-Fattah, *et al.*, 2006).



**Gambar II.2. Scatter Plot of Water Cut and Oil Rate**

## II.5 Metode Simulasi Reservoir

Simulasi reservoir didefinisikan sebagai proses pemanfaatan model buatan yang menggambarkan kelakuan reservoir yang sebenarnya, sehingga dapat digunakan untuk mempelajari, mengetahui ataupun memperkirakan kinerja aliran fluida pada sistem reservoir tersebut. Sifat-sifat suatu model diasumsikan menggambarkan keadaan reservoir. Model yang digunakan dapat berupa model fisik atau matematik (Lia, 2017). Metode ini terdiri dari membuat atau memilih model, mengumpulkan dan memasukkan data ke model, *history matching* dan peramalan. Untuk melakukannya dibutuhkan pengetahuan teknik *reservoir* dan teknik komputer. sedangkan *simulator* berupa suatu kumpulan program komputer yang mengaplikasikan model matematik ke dalam komputer, dan untuk mencapai tujuan yang di harapkan.

Tujuan simulasi reservoir, untuk mengetahui performa reservoir pada saat sekarang dan dimasa yang akan datang serta untuk memprediksi kandungan hidrolarbon secara optimal dan menentukan nilai ekonomis (Taufiq, Muhammad., 2017). Simulasi *reservoir* menggunakan simulator berupa *software* yang biasa digunakan dalam keteknikan *reservoir* pada industri migas, khususnya bagi *reservoir engineer*, dimana pada saat ini penggunaan *software* simulasi *reservoir* menjadi sebuah standar dalam membuat suatu desain pengembangan lapangan baik tahap primer, sekunder, hingga tahap tersier. Dengan adanya *software* simulasi *reservoir*, perkiraan kinerja *reservoir* dapat dilakukan, sebelum desain pengembangan lapangan tersebut diaplikasikan pada *reservoir* di lapangan sebenarnya.

Simulator yang digunakan sangat kompleks dan terdiri dari empat komponen utama diantaranya formula matematis, operasional, *software* dan *hardware*. Proses secara fisik dan kimia dijelaskan dengan persamaan matematis. Simulator secara umum terbagi atas *black oil*, *compositional*, dan *thermal*. Pembagiannya berdasarkan aliran fluidanya, perpindahan panas dan massa, sehingga jenis simulator dapat dibedakan menjadi:

1. *Black Oil Simulator*

Simulasi reservoir jenis ini digunakan untuk kondisi isothermal, aliran simultan dari minyak, gas dan air yang berhubungan dengan viskositas, gaya gravitasi dan gaya kapiler *Black oil* tidak ditinjau dari komposisi fluida walaupun kelarutan gas diperhitungkan. (Lia, 2017).

2. *Compositional Simulator*

*Compositional Simulator* Merupakan simulasi yang memperhitungkan komponen penyusun hidrokarbon dan perubahan fasa tiap-tiap komponennya. Simulasi jenis ini banyak digunakan untuk studi perilaku reservoir yang berisi *volatile-oil* dan *gas condensate* (Bima, et al., 2015)

3. *Thermal Simulator*

*Thermal Simulator* banyak digunakan untuk studi aliran fluida, perpindahan panas maupun reaksi kimia. Simulasi ini banyak digunakan untuk studi injeksi *thermal* pada proses perolehan minyak tahap lanjut (*Enhanced Oil Recovery factor*). Simulator ini digunakan untuk mensimulasikan *steam-flood* dan *in-situ combustion* (Lia, 2017).

## II.6 Persiapan Data

Menurut Taufiq, Muhammad. (2017) Preparasi data merupakan tahapan awal dalam melakukan simulasi reservoir berupa aktivitas untuk mempersiapkan data – data yang dibutuhkan oleh simulator yang akan digunakan, dengan rangkaian data yang dimasukkan sebagai berikut:

1. Data Fluida, meliputi: Faktor Volume Formasi Minyak (Bo), Faktor Volume Formasi Gas (Bg), Faktor Volume Formasi Air (Bw), Viskositas Minyak (Uo), Viskositas Gas (Ug) dan Viskositas Air (Uw)
2. Data Batuan, meliputi: Permeabilitas (k), Densitas ( $\emptyset$ ), Saturasi Air, Minyak, Gas (Sw, So, Sg) dan Kedalaman
3. Data Produksi, meliputi: Produksi Minyak (Qo), Produksi Gas (Qg), Tekanan (P)
4. Data Aliran, meliputi: *Productivity Index* (PI)
5. Data Mekanik, meliputi: Ukuran casing, ukuran kapasitas angkat
6. Data Ekonomi, meliputi: \$ per barrel, \$ per sumur, *economic limit*
7. Data lain, meliputi: skin rekahan, workovers



## **II.7 Pengolahan Data**

Kelengkapan data menjadi penentu berhasilnya suatu simulasi reservoir, terutama pengolahan data sifat fisik batuan, fluida, dan produksi. Pengolahan data ini bertujuan untuk memaksimalkan data yang terbatas sehingga menghasilkan model simulasi yang sesuai dengan kondisi reservoir yang sesungguhnya. Pengolahan data meliputi pengolahan data RCAL, SCAL, dan PVT.

## **II.8 Forecasting (Peramalan/Prediksi)**

Penentuan perilaku *reservoir* ini sangat sensitif terhadap harga parameter yang digunakan berdasarkan pada pengembangan maupun optimasi lapangan. Tahap prediksi ini bertujuan untuk mengetahui perilaku *reservoir* yang disimulasikan pada masa yang akan datang berdasarkan kondisi yang diharapkan (Bima, *et al.*, 2015). Prediksi atau peramalan dilakukan setelah tahap *history matching*. Dasar parameter yang digunakan dalam input data adalah nilai yang sudah ditentukan dalam simulasi dijalankan untuk menentukan perilaku *reservoir* dengan kondisi yang sudah ditentukan.

## **II.9 Convert to Injection (CTI)**

Konversi sumur produksi menjadi sumur injeksi menjadi salah satu pilihan dalam pemanfaatan sumur produksi yang kurang optimal. Hashem Ahmed & Bonavian Hasiholan memberikan keuntungan dalam CTI selain didukung nilai *capital cost* juga dapat menambah *spacing* produksi antar sumur produksi yang telah ada. Silva, Correia, Cunha, Santos, & Lima (2017) juga menjelaskan untuk meningkatkan efektivitas laju produksi dengan injeksi bisa dilakukan dengan mengkonversi sumur produksi yang ada menjadi sumur injeksi atau dapat disebut dengan istilah *convert to injection*. Menurut (Sayyafzadeh, Pourafshary, & Rashidi, 2010), mengkonversi sumur mati menjadi sumur injeksi bisa menjadi metode yang sangat berguna berdasarkan kepadatan aliran di sekitar sumur produksi. Pemilihan kandidat sumur yang akan dikonversi menjadi injeksi bisa dilakukan dengan melihat sejarah produksi yang sudah tidak optimal/sumur mati, kandidat sumur CTI terletak disekitar sumur produksi atau melihat potensi cadangan disekitar kandidat sumur CTI.

Parameter yang harus diperhatikan menurut Hashem Ahmed (2019), antara lain:

- a. Lokasi *bottom hole*,
- b. Ukuran *casing* yang mampu memenuhi spesifikasi laju injeksi dan tekanan injeksi,
- c. Kompleksi sumur yang sesuai dengan lapisan target injeksi, dan
- d. Kondisi sejarah produksi sumur.

Sejarah produksi yang dimaksud antara lain sumur dengan WOR tertinggi, laju produksi minyak terendah atau sudah mencapai *economic limit*, dan juga sumur *dry hole*.

## II.10 Skenario Pengembangan Lapangan dengan *Waterflooding*

Tahap skenario Pengembangan lapangan dilakukan setelah proses *history matching* menunjukkan keselarasan antara data *history* dengan data hasil simulasi. Pada tahapan skenario pengembangan ini dilakukan penentuan pola injeksi yang ingin diterapkan untuk diaplikasikan ke dalam model simulasi. Selain penentuan pola injeksi, dilakukan juga uji sensitivitas tekanan laju injeksi sehingga diperoleh hasil yang optimum. Dari hasil simulasi dengan peningkatan perolehan minyak terbesar akan dipilih sebagai skenario yang paling optimal. Laju produksi minyak yang dipengaruhi oleh metode *waterflooding* tergantung pada laju injeksi air ke *reservoir*. (Jason, *et al.*, 2020).

Laju injeksi *waterflood* dipengaruhi oleh beberapa faktor antara lain sifat fisik batuan dan fluida *reservoir*, luasan dan *mobility* fluida pada daerah pengurasan dan bukan daerah pengurasan, dan geometri minyak (contohnya *pattern*, *spacing*, jari – jari sumur). Injeksi air adalah laju injeksi air per perbedaan satuan tekanan antara sumur produksi dan injeksi. Penurunan injeksi air yang drastis terjadi pada awal injeksi hingga *reservoir* terisi *solution gas drive*. Setelah *fill-up*, variasi laju injeksi air juga dipengaruhi oleh *mobility ratio*. Jika  $M = 0$  maka laju injeksi akan konstan, meningkat jika  $M > 1$  (yang tidak diharapkan), dan menurun jika  $M < 1$  (yang diharapkan). Kriteria suatu lapangan yang dikatakan prospek dilakukannya *waterflooding* adalah lapangan yang mempunyai *water cut* tinggi dan lapangan memiliki ketersediaan air injeksi yang memadai.

Prosedur dalam menentukan waktu yang tepat dilakukannya *waterflooding* terdapat beberapa parameter yang perlu diperhatikan (Tarek, Ahmed. 2012) :

- Perolehan produksi minyak
- Laju produksi fluida
- Ketersediaan dan kualitas fluida injeksi
- Biaya dan keekonomisan projek *waterflooding* (*operational, maintenance*, konversi sumur produksi menjadi sumur injeksi, dan menambah sumur injeksi baru)

Adapun tahapan dalam pengembangan Lapangan “DNV” dengan menggunakan metode *waterflooding* sebagai berikut:

### 1. Menentukan kandidat sumur konversi (CTI)

Dalam penentuan sumur – sumur konversi (produksi menjadi injeksi) untuk kegiatan *waterflooding* biasanya sumur produksi tua dengan kondisi yang buruk dikonversi menjadi sumur injeksi misalnya dengan kondisi WOR yang sudah sangat tinggi, laju produksi yang rendah, maupun *dry hole*. Menurut Clark *et al* (2007), terdapat 3 parameter pemilihan sumur yang dijadikan kandidat *Convert to Injection* (CTI) yaitu produksi sumur yang sudah di bawah 10 BOPD, jarak antar sumur yang akan dikonversi dan sumur produksi idealnya 250 *acre*, dan korelasi antara sumur CTI dan sumur produksi yang harus pada satu lapisan. Pada pengembangan Lapangan dengan metode *waterflooding*, kandidat sumur – sumur injeksi yang digunakan adalah konversi sumur yang sudah tidak produktif lagi dan sumurkering. Hal – hal yang perlu dipertimbangkan saat mengkonversi sumur produksi menjadi sumur injeksi antara lain Lokasi sumur yang ada dipermukaan sering dianggap merefleksikan lokasi dasar sumur yang akurat. Namun, dengan adanya pembelokan saat pengeboran dan kegiatan pengeboran sebelumnya, lokasi dasar sumur dapat berbeda dengan lokasi permukaan. Hal ini dapat menyebabkan lokasi dasar sumur terletak diluar *pattern* dan konversi menjadi sumur injeksi akan memengaruhi perolehan minyak dari *pattern* yang telah ditentukan. Pola injeksi yang tepat seharusnya dapat memanfaatkan lokasi sumur – sumur *existing* dan meminimalisir penambahan sumur baru. Sumur injeksi baru diperlukan untuk memanfaatkan kondisi geologi dan memaksimalkan perolehan

minyak serta lokasi dasar sumur dapat terletak di dalam *pattern* yang telah ditentukan.

Validasi penentuan kandidat sumur produksi yang dikonversi menjadi sumur injeksi didapatkan dari plot *oil production cumulative* dengan *water cut* atau *cumulative* yang berupa *scatter plot*. Sumur – sumur yang menjadi kandidat menjadi sumur injeksi adalah sumur dengan kondisi *water cut* besar dan *oil production cumulative* kecil. Selain menggunakan *scatter plot*, penentuan kandidat sumur injeksi juga mempertimbangkan kondisi laju produksi terakhir dari tiap sumur. Jika laju produksi sumur  $< 10$  bbl/day, maka sumur tersebut dapat menjadi kandidat sumur konversi dari sumur produksi menjadi sumur injeksi. (Clark *et al.*, 2007).

## 2. Penentuan Pola Injeksi

Menurut Tarek, Ahmed (1946), salah satu tahapan awal dalam perencanaan *waterflooding* adalah penentuan pola injeksi. Dengan pola injeksi yang tepat akan menghasilkan kemungkinan terbesar terjadinya kontak antara injeksi fluida dengan hidrokarbon yang ada di reservoir. Penentuan ini dapat dilakukan dengan 2 cara yaitu mengkonversi sumur produksi *existing* menjadi sumur injeksi atau menambah sumur infill injeksi. Dalam penentuan pola injeksi ada beberapa persyaratan yang perlu diperhatikan antara lain:

- Menghasilkan kapasitas optimum produksi minyak.
- Menghasilkan kapasitas injeksi yang cukup untuk meningkatkan produksi minyak dan memaksimalkan perolehan minyak dengan produksi air minimum.
- Memanfaatkan kondisi heterogenitas *reservoir* sebagai keuntungan dan menghindari faktor – faktor yang mengurangi *sweep efficiency*
- Menggunakan sumur – sumur *existing* sebagai sumur injeksi untuk meminimalisir jumlah sumur baru.
- Dapat diterapkan pada kondisi operasi lapangan terkini.

Beberapa faktor yang perlu diperhatikan dalam penentuan pola injeksi *waterflood* antara lain: heterogenitas reservoir dan arah permeabilitas, arah rekahanformasi, ketersediaan fluida injeksi (gas atau air),antisipasi jangka waktu pelaksanaan projek *waterflood*, maksimum perolehan minyak, jarak antar sumur, *productivity*, dan *injectivity*. (Thakur, Ganesh. 1994). **Tabel II-1.** menunjukkan karakteristik pola injeksi *waterflooding*.

**Tabel II-1. Karakteristik dari *Waterflood Pattern***

(Thakur, Ganesh. 1994)

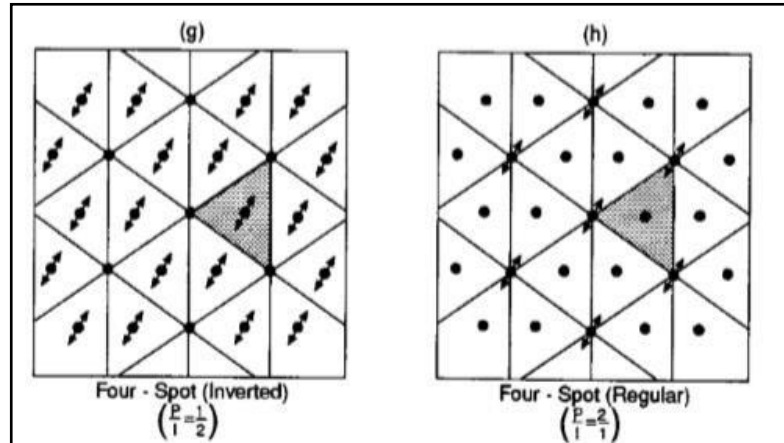
<i>Pattern</i>	<b>P/I Regular</b>	<b>P/I Inverted</b>	<b>d/a</b>	<b>Ea, %</b>
<i>Direct Line</i>	1	-	1	56
<i>Staggered Line Drive</i>	1	-	1	78
<i>4 spot</i>	2	½	0.866	-
<i>5 spot</i>	1	1	½	72
<i>7 spot</i>	½	2	0.866	-
<i>9 spot</i>	1/3	3	½	80

Pola injeksi pada metode *waterflooding* diklasifikasikan menjadi *regular* dan *inverted*. Pola injeksi reguler adalah pola injeksi dimana sumur produksi berada ditengah pola injeksi (sumur injeksi lebih dominan dibanding sumur produksi). Pola injeksi *inverted* adalah pola injeksi dimana sumur injeksi berada ditengah pola injeksi (sumur produksi lebih dominan dibanding sumur produksi).

Contoh pola injeksi yang dapat diterapkan pada metode *waterflooding* antara lain:

- *4-spot pattern*

*Regular 4-spot pattern* terdiri dari tiga jenis sumur injeksi yang membentuk segitiga dan sumur produksi terletak ditengah.. Sedangkan *inverted 4-spot* terdiri dari sumur injeksi yang dikelilingi 3 sumur produksi. Pola injeksi yang terbentuk biasaya adalah segitiga. (Dicgorry & , M. Taufik Fathaddin, 2015). **Gambar II.2.** Menunjukkan pola sumur injeksi – produksi *four spot*.

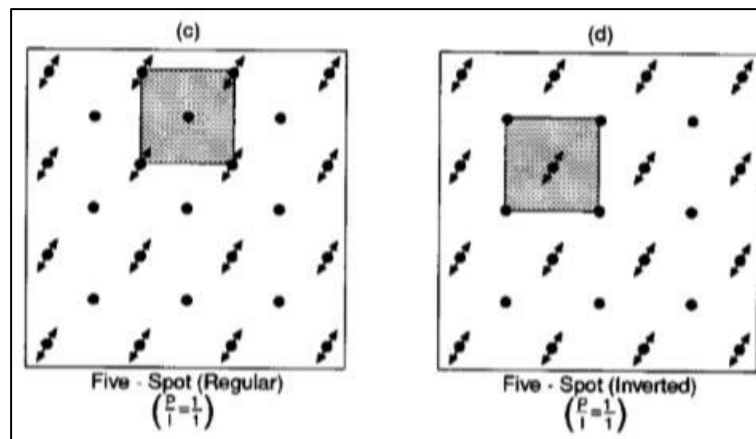


**Gambar II.4. Pola Sumur Injeksi – Produksi *Four spot***

(Thakur, Ganesh., 1994)

- *5-spot pattern*

*Regular 5-spot pattern* yaitu pola dimana sumur injeksi membuat segi empat dengan sumur produksi terletak di tengah. Sedangkan *inverted 5-spot* terdiri dari sumur injeksi yang dikelilingi 4 sumur produksi. Pola injeksi yang terbentuk biasanya adalah segiempat. (Dicorry & , M. Taufik Fathaddin, 2015). **Gambar II.3.** Menunjukkan pola sumur injeksi – produksi *five spot*.



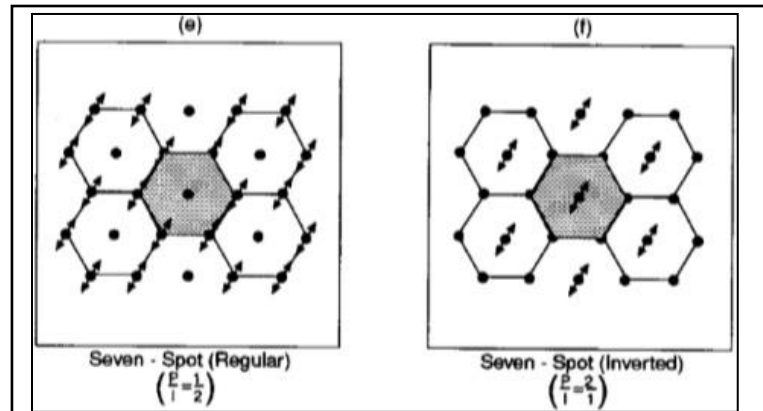
**Gambar II.3. Pola Sumur Injeksi – Produksi *Five Spot***

(Thakur, Ganesh., 1994)

- *7-spot pattern*

*Regular 7-spot pattern* sumur injeksi ditempatkan pada sudut – sudut dari bentuk *hexagonal* dan sumur produksinya terletak ditengah. Sedangkan *inverted 7-spot* terdiri dari sumur injeksi yang dikelilingi

6 sumur produksi. Pola injeksi yang terbentuk biasanya adalah segienam dan juga dapat fleksibel dengan lokasi sumur. (Dicgorry & , M. Taufik Fathaddin, 2015). **Gambar II.4.** Menunjukkan pola sumur injeksi – produksi *seven spot*.

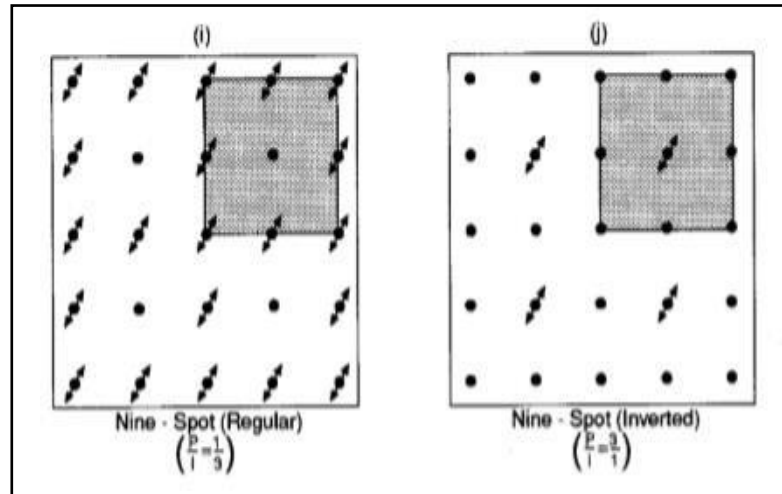


**Gambar II.4. Pola Sumur Injeksi – Produksi *Seven Spot***

(Thakur, Ganesh., 1994)

- *9-spot pattern*

*9- Spot pattern* memiliki pola yang hampir sama dengan *five spot* hanya saja *nine spot* memiliki sumur injeksi tambahan. Intinya, pola injeksi ini memiliki delapan buah *injector* yang mengelilingi sebuah *producer*. *Regular 9-spot pattern* terdiri dari sumur produksi yang dikelilingi dengan 8 sumur injeksi. Sedangkan *inverted 9-spot* terdiri dari sumur injeksi yang dikelilingi 8 sumur produksi. Pola injeksi yang terbentuk biasanya adalah segiempat. Keuntungan pola *9-spot* adalah dapat diaplikasikan secara fleksibel. (Dicgorry & , M. Taufik Fathaddin, 2015). **Gambar II.5.** menunjukkan pola sumur injeksi – produksi *nine spot*.

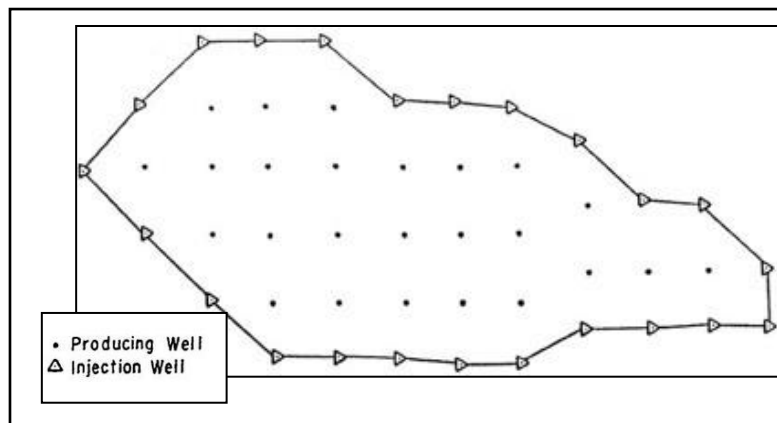


**Gambar II.5. Pola Sumur Injeksi – Produksi *Nine Spot***

(Thakur, Ganesh., 1994)

- *Peripheral pattern*

Pola injeksi *peripheral* memasang sumur – sumur injeksi mengelilingi batasan reservoir. (Ahmad, Tarek, 1993). **Gambar II.6.** menunjukkan contoh pola injeksi *peripheral*.



**Gambar II.6. Pola Sumur Injeksi – Produksi**

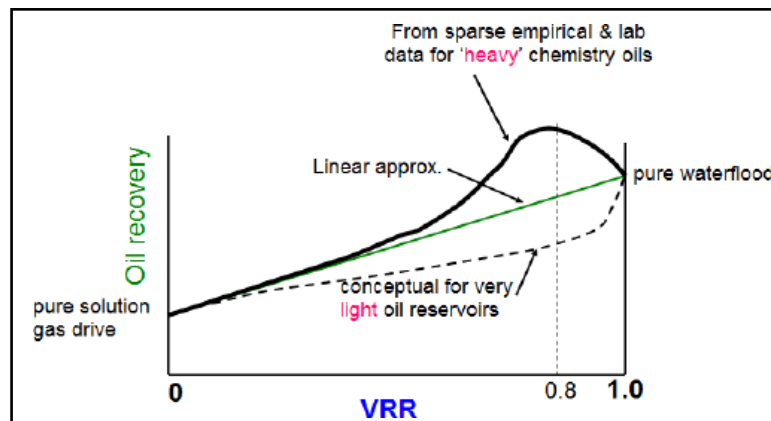
***Peripheral Pattern* (Willhite, 1986)**

Pola injeksi pada *waterflooding* juga dapat berpola tidak beraturan (*irregular*). Pola sumur – sumur pada keadaan *existing* seringkali dalam pola yang tidak beraturan sehingga pola konversi sumur produksi menjadi sumur injeksi juga tidak dapat berpola dalam bentuk yang beraturan.



### 3. Penentuan *Rate* Injeksi

Dalam mengoptimalkan kondisi lapangan yang sudah lama berproduksi, optimal *waterflood Voidage replacement ratio* adalah salah satu cara yang dapat diterapkan. Paradigma industri dan peraturan saat ini mengasumsikan bahwa metode *voidage replacement ratio* ideal dilakukan pada minyak ringan ( $VRR = 1$ ). Penelitian lebih lanjut, percobaan laboratorium, dan simulasi secara matematis mengindikasikan *waterflooding* pada reservoir minyak berat optimum *voidage replacement ratio* ( $VRR < 1$ ) (Vittoratos, 2013). *Voidage replacement ratio* ( $VRR$ ) adalah perbandingan volume fluida injeksi dengan volume fluida produksi (Aldousary, 2015). Nilai maksimum *voidage replacement ratio* adalah 1. **Gambar II.7.** menunjukkan kondisi  $VRR < 1$  lebih optimum diaplikasikan pada minyak berat dan dapat secara signifikan meningkatkan *recovery factor*.



**Gambar II.7. Data Hasil Percobaan Optimum VRR pada *Light Oil* dan *Heavy Oil***

(Vittoratos, E., 2013)

Mekanisme  $VRR < 1$  antara lain:

- 1) Hubungan aliran antara 3 fasa, yang mana beberapa ratio fasa menghasilkan aliran minyak yang istimewa
- 2) Mengurangi residual *oil saturation*
- 3) Mekanisme pendorong dari kompaksi batuan meningkatkan perolehan minyak pada *unconsolidated clastic reservoir*

- 4) Penurunan tekanan karena perubahan kandungan kimia dalam air dan minyak menghasilkan aliran multifasa dengan emulsi, *foam*, dan penguapan.
- 5) Penyapuan minyak dari zona air yang sulit terjangkau hingga jalur aliran air dalam reservoir dapat menghubungkan sumur injeksi dengan sumur produksi. Secara matematis dinyatakan dalam **Persamaan 3 – 1** sampai **Persamaan 3-3**.

$$\text{VRR} = \frac{\text{Injected volume}}{\text{produced volume}} \dots\dots\dots(3-1)$$

$$\text{VRR} = \frac{\text{Injected volume}}{W_P+N_p} \dots\dots\dots(3-2)$$

$$\text{Injection Rate} = \frac{\text{Injected volume}}{(365 \times n)} \dots\dots\dots(3-3)$$

Keterangan:

$W_p$  = Kumulatif Produksi Air (MBBL)

$N_p$  = Kumulatif Produksi Minyak (MBBL)

*Injection Rate* = Laju Injeksi Air (BBL/day)

$n$  = Tahun Injeksi

Besarnya laju injeksi persumuran dapat dilakukan dengan membagi besar *rate* injeksi lapangan dengan jumlah sumur.

$$\text{QI sumur} = \frac{\text{QI lapangan}}{n} \dots\dots\dots(3-4)$$

Keterangan:

QI sumur = *Rate* Injeksi Sumur, bbl/day

QI Lapangan = *Rate* Injeksi Lapangan, bbl/day

$n$  = Jumlah Sumur

#### 4. Analisa Hasil Skenario terhadap RF

Parameter yang menentukan efektif tidaknya skenario pengembangan yang dilakukan pada Lapangan “DNV” dengan menghitung kenaikan *recovery factor* (RF) dan *incremental oil* dari tiap skenario terhadap *basecase*. Faktor perolehan atau RF adalah perbandingan antara perkiraan jumlah keseluruhan minyak secara kumulatif yang dapat diproduksi sampai batas ekonomisnya (EUR) dengan *original oil in place* (OOIP).

(Safira., *et al.* 2019). **Persamaan 3-5** menunjukkan persamaan RF dan **Persamaan 3-6** menunjukkan persamaan penentuan incremental oil.

$$RF = \frac{N_p}{OOIP} \dots \dots \dots (3-5)$$

$$Incremental\ Oil = OOIP - EUR \dots \dots \dots (3-6)$$

Keterangan :

RF = *Recovery Factor ( Fraction / % )*

N<sub>p</sub> = Total Kumulatif Produksi ( MMBBL )

OOIP = Jumlah Minyak Mula-Mula ( MMSTB )

EUR = Perkiraan Perolehan Maksimal ( MMBBL )

### **BAB III**

## **SIMULASI RESERVOIR *WATERFLOODING***

### **LAPANGAN “DNV”**

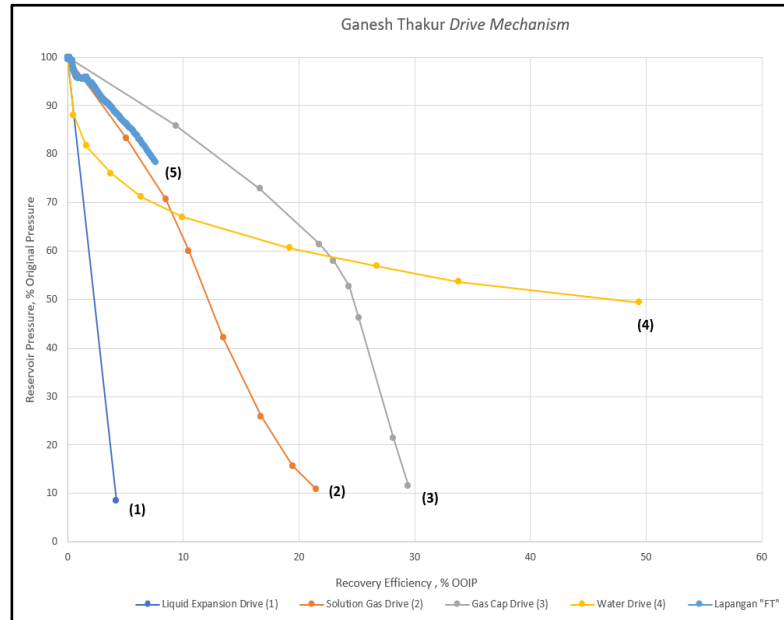
Pada bab ini akan dijelaskan dan diuraikan mengenai proses selama penelitian mulai dari pengolahan data hingga diperoleh hasil yang diharapkan secara lebih detail dan terperinci. Uraian yang dimaksud meliputi tahap pengolahan data dilakukan berdasarkan pada dasar teori yang telah dijelaskan pada **BAB II**. Selanjutnya dilakukan pelaksanaan simulasi injeksi *waterflooding*. Studi simulasi reservoir ini memiliki tujuan untuk menentukan skenario konversi sumur injeksi *waterflooding* yang tepat, guna meningkatkan produksi minyak dan *recovery factor* pada lapangan “DNV” secara optimal.

#### **III.1. Persiapan Data**

Data atau model yang digunakan pada penelitian ini berupa data sekunder yang sudah melalui tahap *history matching*. Pengolahan data hingga *history matching* sebelumnya telah dilakukan dan selanjutnya model akan dilakukan tahap prediksi. Persiapan data simulasi reservoir pada Lapangan “DNV” berupa model simulasi dengan inputan data PVT, permeabilitas relatif, tekanan kapiler, data sumur, serta data Sejarah produksi.

#### **III.2. Drive Mechanism Pada Lapangan “DNV”**

Data *drive mechanism* pada Lapangan “DNV” ditunjukkan melalui metode Ganesh Thakur yang merupakan metode dalam penentuan *Drive Mechanism* melalui cara plot grafik antara kumulatif produksi minyak terhadap volume isi awal minyak di tempat (NP/N) dengan perbandingan antara tekanan *reservoir* dengan tekanan awal (P/Pi). Analisa terhadap jenis energi pendorong dilakukan terhadap interpretasi kurva tipe tenaga pendorong Ganesh Thakur dengan plot *recovery efficiency* terhadap % *pressure*. Berdasar pad Analisa ini, menghasilkan interpretasi kurva yang menyerupai *drive mechanism water drive* dan *solution gas drive*. Dapat dilihat pada Gambar III.1.



**Gambar III.1. Ganesh Thakur plot Lapangan “DNV”**

Melalui data *history* maka *drive mechanism* pada Lapangan “DNV” yaitu *solution gas drive*.

### III.3. Karakteristik Reservoir

Reservoir merupakan tempat terakumulasinya hidrokarbon. Terdapat komponen dalam reservoir diantaranya, fluida, kondisi, dan tempat. Fluida berupa gas, minyak, dan air, kondisi adalah tekanan dan *temperature*, dan tempat yaitu batuan.

#### III.3.1. Sifat Fisik Batuan Reservoir

Reservoir Lapangan “DNV” berlitologi batu pasir dengan ketebalan 453,62 ft yang terdiri dari 5 lapisan produktif mulai dari lapisan D1, D2, D3, D4, D5. Permeabilitas absoutnya bervariasi antara 0,275-5260 mD. Porositas rata-rata dari reservoir ini adalah 6,4%. Saturasi minyak berkisar 2,3% PV.

#### III.3.2. Sifat Fisik Fluida Reservoir

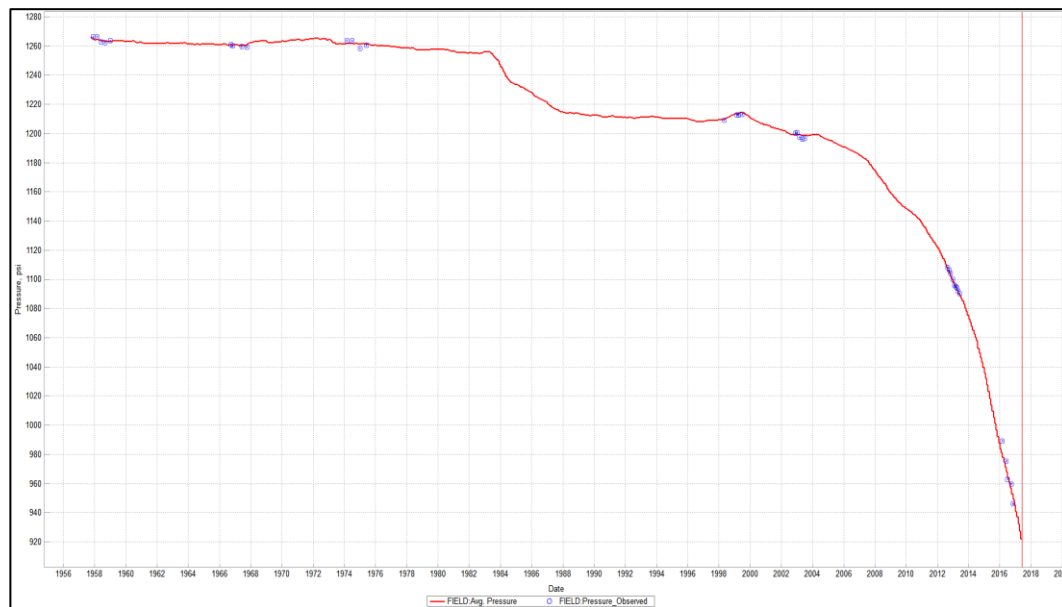
Fluida reservoir lapangan “DNV” memiliki *specific gravity* sebesar 0,9464 dan °API sebesar 18, yang tergolong minyak berat. Lapangan ini memiliki 3 data PVT yaitu PVT *variant* 1, PVT *variant* 2, dan PVT *variant* 3. Data PVT dapat dilihat pada **Lampiran C**.

**Tabel III-1. Data Sifat Fisik Fluida Saat *Bubble Point***

Parameter	Nilai
<i>Pressure Bubble Point (Pb), psi</i>	1218,3
<i>Oil Density, lb/ft<sup>3</sup></i>	58,87
<i>Viscosity, cp</i>	50,456
<i>Temperature, °F</i>	113

### III.4. Kondisi Reservoir

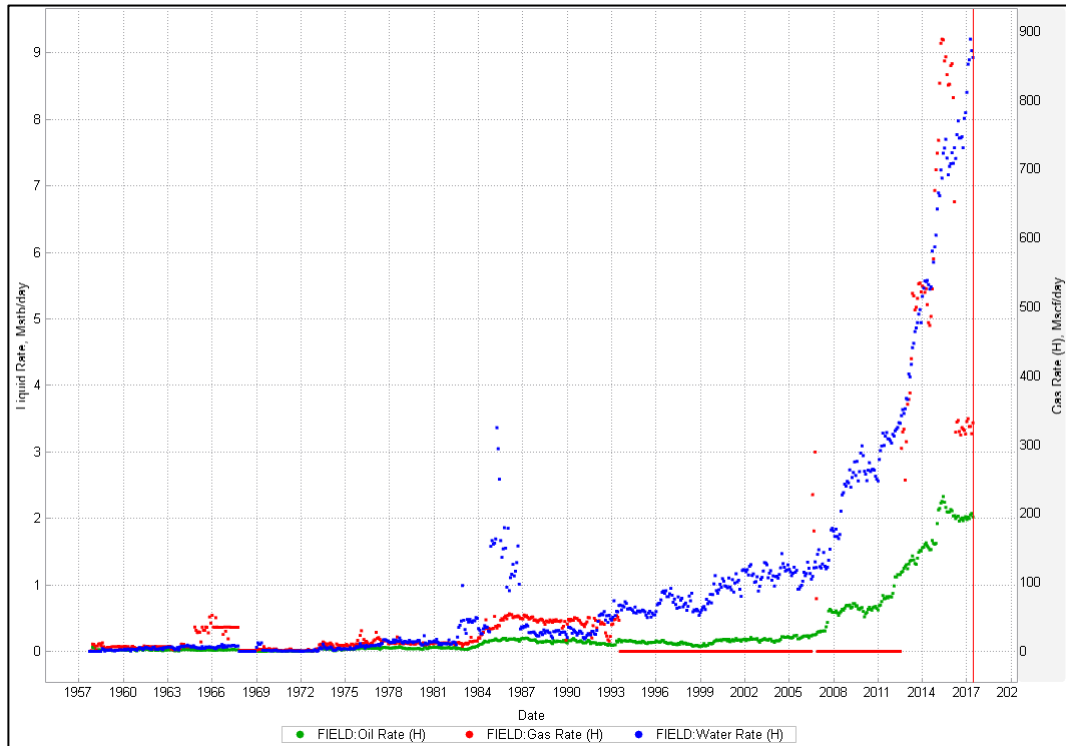
Reservoir pada Lapangan “DNV” memiliki 5 lapisan yang sudah berproduksi. *Top* reservoir pada 2228,14 ft, *bottom* reservoir pada 2681,76 ft. Jumlah *grid* pada model lapangan “DNV” sebesar 1.080.660 *grid* dengan *active grid* sebanyak 505.900 *grid*. Tekanan awal Lapangan “DNV” sebesar 1266,3 psi, dan tekanan reservoir pada akhir *production history* yaitu sebesar 939,5 psi. Data tekanan pada lapangan “DNV” dapat dilihat pada **Gambar III.2.** di bawah ini.



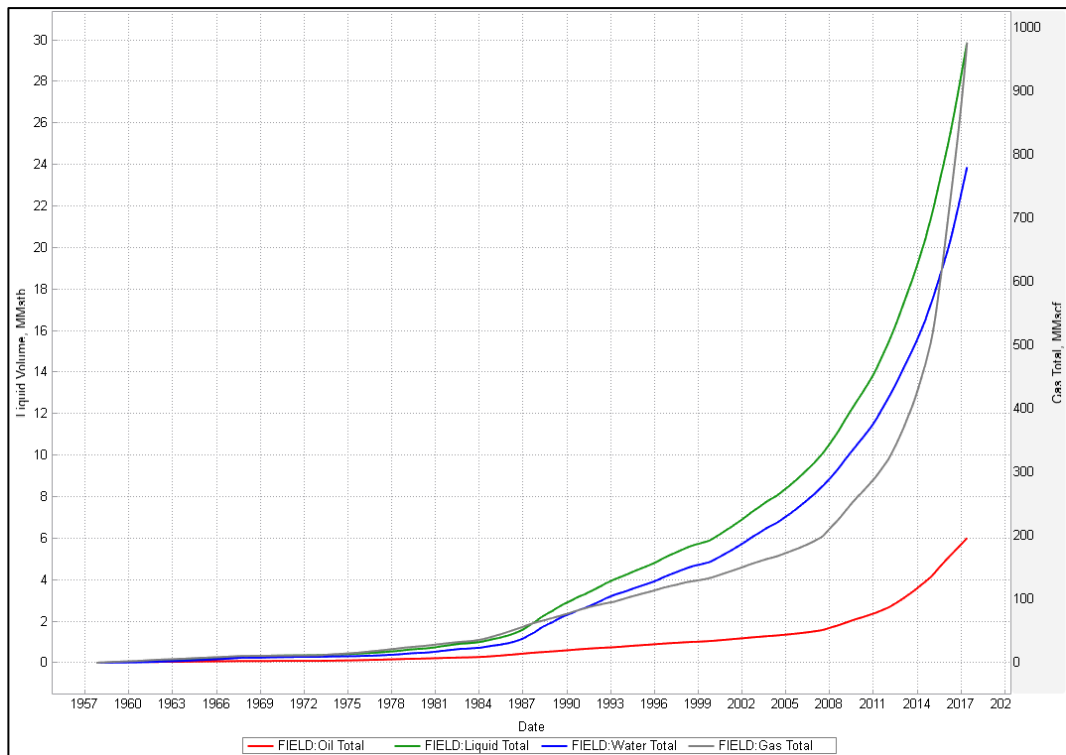
**Gambar III.2. Data Simulasi Sejarah Tekanan Lapangan “DNV”**

### III.5. *Production History*

Lapangan “DNV” berdasar pada data *actual* terdapat 71 sumur produksi dan 2 sumur injeksi. Lapangan “DNV” pertama kali berproduksi pada Oktober 1957 hingga awal Juni 2017.



**Gambar III.3. Data Simulasi Sejarah Laju Produksi Lapangan “DNV”**



**Gambar III.4. Sejarah Kumulatif Produksi Lapangan “DNV”**

Produksi pada awal beroperasinya lapangan ini menghasilkan *oil rate* yang rendah dibandingkan dengan *water rate*. **Gambar III.3.** memperlihatkan *rate* produksi

pada awal beroperasinya hingga saat sebelum pengembangan dilakukan pada penelitian ini, kenaikan signifikan terjadi pada tahun 2013 karena *open producers* sebanyak 14 sumur. Pengembangan terakhir yaitu dengan 58 sumur produksi aktif dan 2 penambahan sumur injeksi air mulai pada 01/01/2016 hingga 2017 telah mencapai *current recovery factor* sekitar 9,29% dengan puncak laju produksi pada mei 2017. Status dan jumlah sumur serta *summary production* masing-masing pada lapangan “DNV” disajikan dengan **Tabel III-2.** dan **Tabel III-3.**

**Tabel III-2. Status dan Jumlah Sumur Lapangan “DNV”**

Status Sumur	Jumlah Sumur
Sumur aktif produksi	58
Sumur produksi <i>shut-in</i>	13
Sumur Injeksi	2
<b>Total sumur</b>	<b>73</b>

**Tabel III-3. Summary Data Sumur Produksi Pada Lapangan “DNV”**

Well	Date of Production		Cum Prod			WC%	Status
	Start	End	Np	Gp	Wp		
			Mstb	MMscf	MMstb		
P1	01/10/1957	01/05/2017	265,4	33,8	2,825	97%	<i>Produced</i>
P6	01/11/1983	01/05/2017	242,3	37,4	0,64	88%	<i>Produced</i>
P7	01/01/1983	01/05/2017	135,0	15,7	2,286	97%	<i>Produced</i>
P8	01/01/1984	01/07/1997	98,53	12,9	0,002	0%	<i>Produced</i>
P10	01/05/1984	01/05/2017	179,66	21,3	1,02	91%	<i>Produced</i>
P11	01/06/1984	01/05/2017	104,52	9,5	1,35	81%	<i>Produced</i>



**Tabel III-3. (Lanjutan)**

**Summary Data Sumur Produksi Pada Lapangan “DNV”**

Well	Date of Production		Cum Prod			WC%	Status
	Start	End	Np	Gp	Wp		
			Mstb	MMscf	MMstb		
P13	01/02/ 1985	01/06/ 2017	211,72	32,4	0,50	88%	<i>Produced</i>
P15	01/05/ 1985	01/05/ 2017	110,91	21,8	0,003	8%	<i>Produced</i>
P16	01/06/ 1985	01/06/ 2017	299,68	50,9	4,61	94%	<i>Produced</i>
P17	01/07/ 1985	01/06/ 2017	174,07	23,2	0,30	64,6%	<i>Produced</i>
P21	01/04/ 1993	01/06/ 2017	47,08	5,2	0,005	1%	<i>Produced</i>
P22	01/04/ 2005	01/06/ 2017	167,86	19,9	1,5	95%	<i>Produced</i>
P23	01/06/ 2006	01/06/ 2017	79,82	8,5	0,003	1%	<i>Produced</i>
P24	01/10/ 2006	01/06/ 2017	110,5	11,7	0,04	79%	<i>Produced</i>
P25	01/04/ 2007	01/06/ 2017	159,74	17,5	0,192	62%	<i>Produced</i>
P26	01/08/ 2007	01/06/ 2017	113,26	33,3	1,18	94,%	<i>Produced</i>
P27	01/07/ 2008	01/06/ 2017	64,00	7,6	0,34	84,7%	<i>Produced</i>
P30	01/01/ 2011	01/06/ 2017	100,55	20,2	0,57	90%	<i>Produced</i>
P31	01/02/ 2011	01/06/ 2017	84,26	15,2	0,02	14%	<i>Produced</i>
P32	01/04/ 2011	01/06/ 2017	98,17	11,1	0,41	84%	<i>Produced</i>

**Tabel III-3. (Lanjutan)**

**Summary Data Sumur Produksi Pada Lapangan “DNV”**

Well	Date of Production		Cum Prod			WC%	Status
	Start	End	Np	Gp	Wp		
			Mstb	MMscf	MMstb		
P33	01/04/2011	01/06/2017	93,55	12,4	0,01	6%	<i>Produced</i>
P35	01/01/2012	01/06/2017	84,07	32,5	0,16	80%	<i>Produced</i>
P36	01/02/2012	01/06/2017	200,09	67,4	0,60	80%	<i>Produced</i>
P37	01/02/2012	01/06/2017	69,54	9,5	0,24	84%	<i>Produced</i>
P38	01/02/2012	01/06/2017	94,4	13,5	505,5	93%	<i>Produced</i>
P40	01/12/2012	01/06/2017	132,83	17,1	0,002	5%	<i>Produced</i>
P41	01/03/2013	01/06/2017	37,80	10,2	0,005	14,1%	<i>Produced</i>
P42	01/10/2013	01/06/2017	79,81	9,1	0,009	16%	<i>Produced</i>
P43	01/09/2013	01/06/2017	111,65	12,0	0,16	65%	<i>Produced</i>
P44	01/09/2014	01/06/2017	66,91	7,0	0,48	91%	<i>Produced</i>
P45	01/09/2014	01/06/2017	98,81	12,2	0,54	83%	<i>Produced</i>
P46	01/09/2014	01/06/2017	37,13	17,0	0,17	89%	<i>Produced</i>
P47	01/12/2014	01/06/2017	73,44	8,1	0,01	34,2%	<i>Produced</i>
P48	01/12/2014	01/06/2017	90,95	18,5	0,06	38%	<i>Produced</i>

**Tabel III-3. (Lanjutan)**

**Summary Data Sumur Produksi Pada Lapangan “DNV”**

Well	Date of Production		Cum Prod			WC%	Status
	Start	End	Np	Gp	Wp		
			Mstb	MMscf	MMstb		
P49	01/01/2015	01/06/2017	45,0	18,7	0,28	92,4%	<i>Produced</i>
P50	01/12/2014	01/06/2017	32,2	3,2	0,11	84%	<i>Produced</i>
P51	01/01/2015	01/06/2017	35,08	5,5	0,10	88%	<i>Produced</i>
P52	01/01/2015	01/06/2017	108,08	20,6	0,11	53,1%	<i>Produced</i>
P53	01/01/2015	01/06/2017	71,85	24,0	0,02	35,9%	<i>Produced</i>
P54	01/01/2015	01/06/2017	33,19	3,7	0,07	75%	<i>Produced</i>
P55	01/01/2015	01/06/2017	41,88	4,7	0,009	83%	<i>Produced</i>
P56	01/02/2015	01/06/2017	14,91	2,5	0,06	90%	<i>Produced</i>
P57	01/03/2015	01/06/2017	34,78	8,7	0,17	90%	<i>Produced</i>
P58	01/04/2015	01/06/2017	4,17	0,4	0,01	61%	<i>Produced</i>
P59	01/04/2015	01/06/2017	28,29	20,8	0,05	79%	<i>Produced</i>
P60	01/04/2015	01/06/2017	34,36	5,8	0,05	59%	<i>Produced</i>
P61	01/05/2015	01/06/2017	36,62	4,0	0,00	0%	<i>Produced</i>
P62	01/05/2015	01/06/2017	23,54	3,3	0,10	84%	<i>Produced</i>

**Tabel III-3. (Lanjutan)**

**Summary Data Sumur Produksi Pada Lapangan “DNV”**

Well	Date of Production		Cum Prod			WC%	Status
	Start	End	Np	Gp	Wp		
			Mstb	MMscf	MMstb		
P63	01/05/2015	01/06/2017	26,41	12,8	0,01	61%	<i>Produced</i>
P64	01/06/2015	01/06/2017	11,65	1,1	0,0008	8%	<i>Produced</i>
P65	01/06/2015	01/06/2017	36,12	4,2	0,05	55%	<i>Produced</i>
P66	01/06/2015	01/06/2017	12,31	3,4	0,14	90%	<i>Produced</i>
P67	01/07/2015	01/06/2017	9,32	0,9	0,0009	10%	<i>Produced</i>
P68	01/03/2017	01/06/2017	1,56	0,2	0,003	22%	<i>Produced</i>
P69	01/03/2017	01/06/2017	2,61	0,7	0,009	45%	<i>Produced</i>
P70	01/04/2017	01/06/2017	1,64	0,7	0,0009	59%	<i>Produced</i>
P71	01/04/2017	01/06/2017	2,43	0,7	0,01	84%	<i>Produced</i>
P2	01/10/1972	01/06/1988	93,5	11,8	0,07	72%	<i>Shut In</i>
P3	01/01/1973	01/07/2006	133,6	17,4	0,23	28%	<i>Shut In</i>
P4	01/02/1973	01/01/1990	13,86	1,8	0,0009	0%	<i>Shut In</i>
P5	01/06/1983	01/10/2014	395,8	49,7	0,03	21%	<i>Shut In</i>
P9	01/02/1984	01/01/1991	10,99	1,4	0,08	88%	<i>Shut In</i>

**Tabel III-3. (Lanjutan)**

**Summary Data Sumur Produksi Pada Lapangan “DNV”**

Well	Date of Production		Cum Prod			WC%	Status
	Start	End	Np	Gp	Wp		
			MMstb	MMscf	MMstb		
P12	01/01/ 1985	01/06/ 2017	65,87	7,9	0,0012	2%	<i>Shut In</i>
P14	01/06/ 1985	01/03/ 2010	143,91	17,3	1,34	92%	<i>Shut In</i>
P18	01/09/ 1988	01/07/ 2002	51,29	6,5	0,04	67%	<i>Shut In</i>
P19	01/02/ 1990	01/06/ 2006	117,72	11,3	0,02	20%	<i>Shut In</i>
P20	01/07/ 1990	01/12/ 2013	40,0	4,6	0,04	5%	<i>Shut In</i>
P28	01/07/ 2009	01/10/ 2010	0,89	0,1	0,001	0%	<i>Shut In</i>
P29	01/11/ 2009	01/04/ 2017	28,27	2,7	0,0022	13%	<i>Shut In</i>
P39	01/09/ 2012	01/09/ 2016	73,6	11,8	0,49	93%	<i>Shut In</i>

**III.6. Data Inplace dari Hasil Result Inisialisasi**

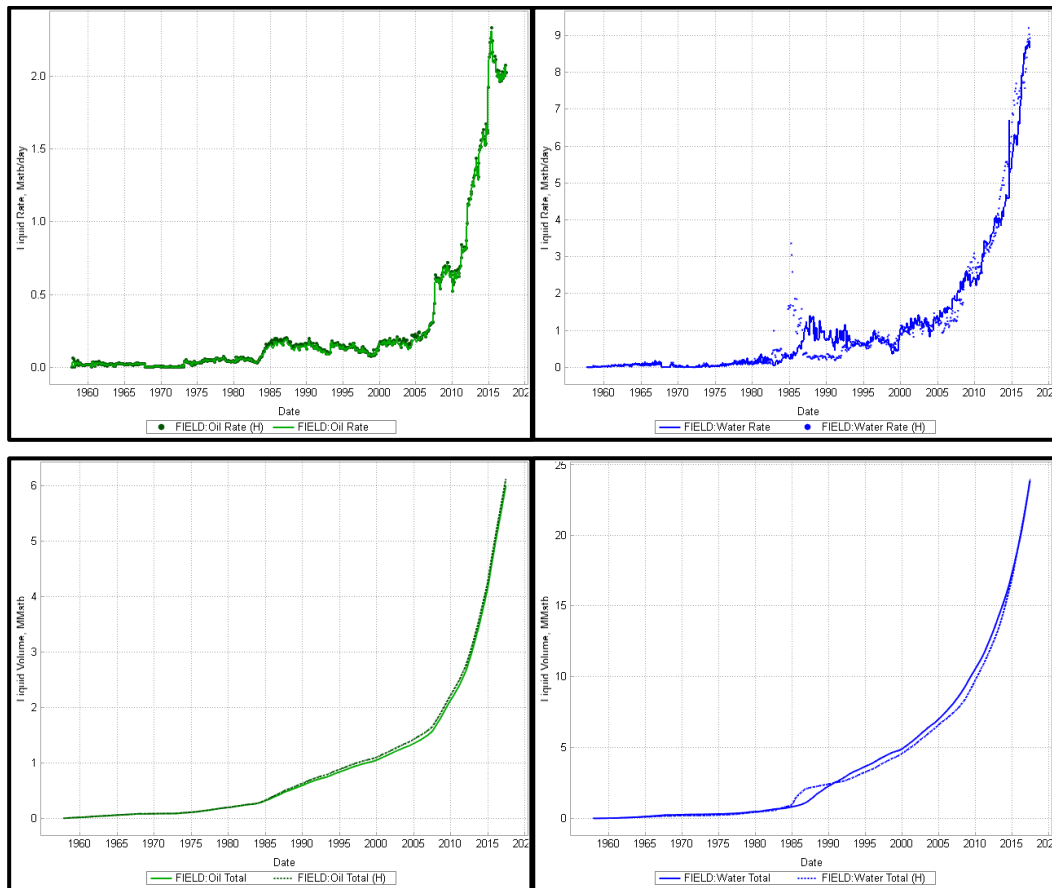
Data *oil in place* dan *oil in place* per lapisan merupakan parameter cadangan *inplace* fluida, pada lapangan ini dapat dilihat pada Tabel III-4. di bawah ini.

**Tabel III-4. Data Original Oil In Place Pada Lapangan ”DNV”**

Lapisan	OOIP (MMSTB)
D1	24,3495
D2	10,5485
D3	7,3846
D4	13,5313
D5	8,8041
Jumlah	64,61833

### III.7. Data History Matching

Proses *history matching* (penyelarasan) merupakan proses untuk memvalidasi model dengan cara menyelaraskan kinerja reservoir hasil dari simulasi dengan kondisi di keadaan aktualnya, yang meliputi penyelarasan sejarah produksi dan sejarah tekanan, dan *output* terakhir dari hasil penyelarasan ini adalah hasil *trend run* simulasi memiliki *trend* yang sama dengan keadaan aktualnya. *Constraint* yang digunakan pada proses ini adalah *oil rate* dengan parameter utama yaitu *pressure*, *rate (oil, water, gas, dan liquid)* dan kumulatif (*oil, water, gas, dan liquid*). Hasil *history matching* pada Lapangan “DNV” dapat dilihat pada **Gambar III.5.** dan **III.6.**, di bawah ini.



**Gambar III.5. Grafik History Matching Lapangan “DNV”**

### III.8. Persiapan Forecast simulasi reservoir pada Lapangan “DNV”

#### III.8.1. Model Simulasi Reservoir

Model geologi yang digunakan untuk simulasi reservoir berupa penggabungan beberapa data yang terbentuk menjadi model yang mempresentasikan seperti

kondisi lapangan dalam bentuk 2D dan 3D sebagai statik model. Dari model tersebut kemudian ditentukan jenis fluida yang akan disumulasikan, hasil dari simulasi ini membentuk *dynamic* model. *Software* yang digunakan pada penelitian ini yaitu tNavigator. *Forecast* dilakukan selama 30 tahun yang dimulai pada 2017 hingga 2047.

### III.8.2. Penentuan *Constraint*

Batasan (*Constrain*) pada Lapangan “DNV” yang digunakan dalam melakukan *forecasting* adalah *oil rate*, minimum *Bottom Hole Pressure* (BHP) sebesar 1650 Psi, *maximum watercut* sebesar 99% dan *economic limit* sebesar 5 stb/day.

#### III.8.2.1. Penentuan Batasan *Bottom Hole Pressure*

Penentuan nilai minimum BHP pada sumur produksi dilihat berdasarkan *current historical value* BHP sumuran pada setiap sumur *existing*.

**Tabel III-5. Tabulasi *Bottom Hole Pressure* (BHP) *Current***

<i>Well</i>	<i>BHP, psia</i>	<i>Well</i>	<i>BHP, psia</i>	<i>Well</i>	<i>BHP, psia</i>	<i>Well</i>	<i>BHP, psia</i>	<i>Well</i>	<i>BHP, psia</i>
P1	635,8	P23	534,7	P37	120,6	P50	372,5	P62	394,3
P6	344,4	P24	673,3	P38	477,1	P51	385,2	P63	265,6
P7	444,6	P25	434,4	P40	635,9	P52	89,0	P64	418,6
P10	479,3	P26	250,6	P41	453,9	P53	179,9	P65	248,1
P11	68,7	P27	655,7	P42	410,6	P54	462,3	P66	366,3
P12	469,3	P30	254,5	P43	664,1	P55	429,0	P67	542,3
P13	292,8	P31	192,0	P44	328,0	P56	479,3	P68	734,5
P15	14,7	P32	426,7	P45	17,4	P57	399,4	P69	269,8
P16	270,3	P33	404,6	P46	144,0	P58	372,7	P70	462,1
P17	358,2	P34	14,7	P47	506,2	P59	106,4	P71	199,1
P21	704,8	P35	14,7	P48	162,3	P60	496,6		
P22	663,5	P36	26,4	P49	418,7	P61	129,0		

#### III.8.2.2. Penentuan *Economic Limit*

Penentuan Batasan ini bertujuan agar laju minyak yang terproduksi tidak kurang dari batas minimum ekonomis yang diberikan dari setiap sumur. Penentuan *economic limit* pada penelitian ini dengan asumsi sebesar 5 stb/day.

### **III.8.2.3. Maximum Water Cut**

Batasan produksi berdasarkan nilai *water cut* maksimum per sumuran ditentukan sebesar 99% agar dapat melihat hasil produksi maksimalnya.

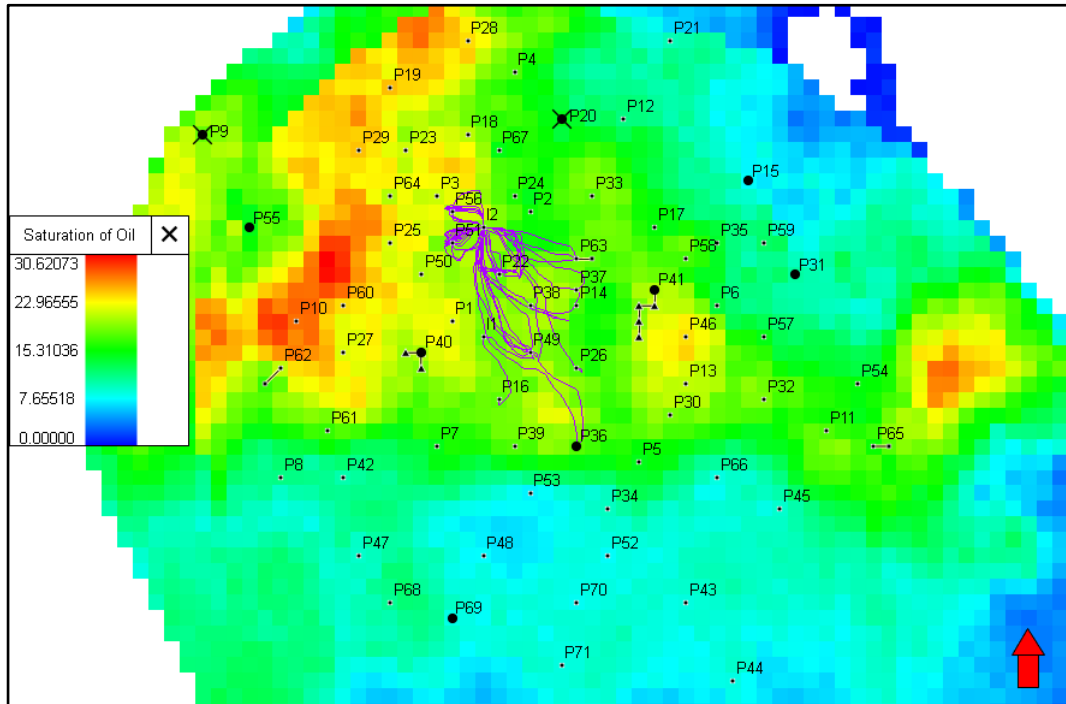
## **III.9. Prediksi dan Pengembangan Skenario *Waterflooding***

Setelah dilakukan Analisa persebaran *Oil Saturation*, Perforasi tiap sumur, dan Jarak sumur didapatkan kandidat Sumur yang akan dilakukan CTI. Prediksi untuk lapangan “DNV” dilakukan untuk mengetahui hasil berbagai alternatif skenario pengembangan injeksi *waterflooding* sehingga didapatkan skenario injeksi terbaik. Skenario akan disimulasikan untuk 30 tahun

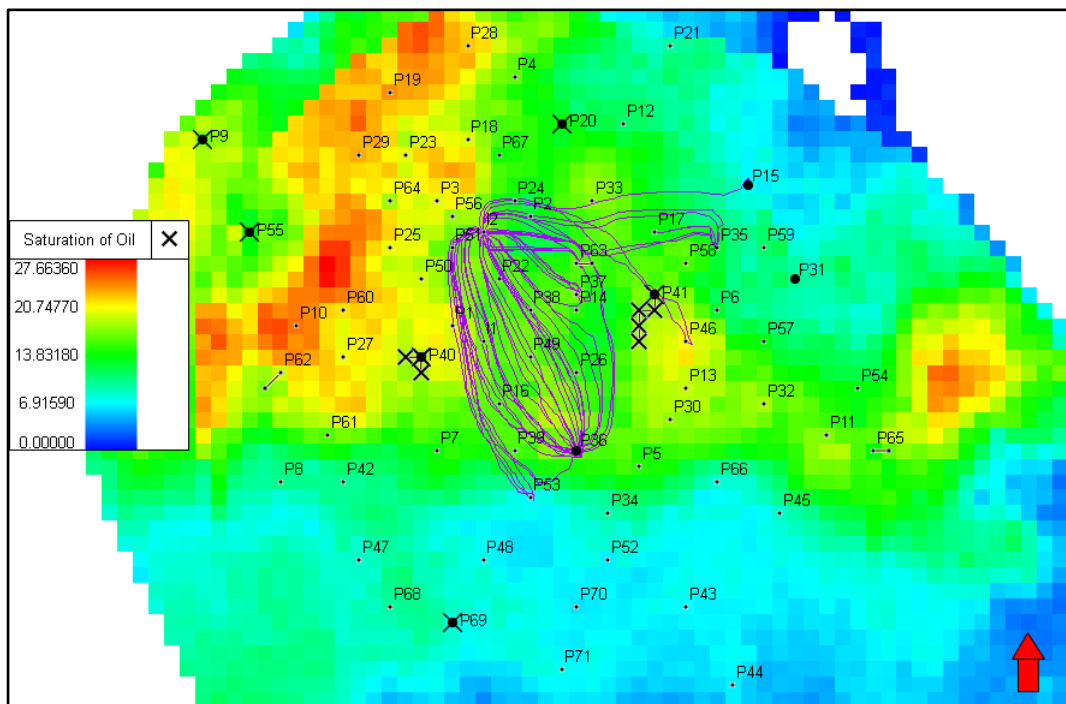
### **III.9.1. Basecase**

*Basecase* merupakan tahap prediksi dengan memproduksi sumur *existing (do nothing)*. Skenario *basecase* dimulai pada tahun 2017 terdapat 13 sumur produksi berstatus *shut-in*, 58 sumur produksi berstatus aktif, dan 2 sumur injeksi. Pada tahap *basecase*, dua sumur injeksi *existing* yaitu I1 dan I2 memiliki target injeksi, sumur injeksi I1 memiliki target pendesakan pada area sekitar sumur P1, P16, P26, P36, dan P49 sedangkan sumur injeksi I2 yaitu area sekitar sumur P22, P37, P38, P51, P56 dan P63 dengan pola *inverted pattern* dilihat berdasarkan *streamline simulation* dapat dilihat pada **Gambar III.6.** dan **Gambar III.7.** Hingga akhir skenario *basecase* pada tahun 2047 tersisa 23 sumur produksi aktif, 48 sumur produksi *shut-in*, dan 2 sumur injeksi, dari hasil skenario *basecase* ini didapatkan nilai *Recovery Factor* (RF) sebesar 18,09% atau sama dengan produksi *oil* total sebesar 11,703 MMSTB.

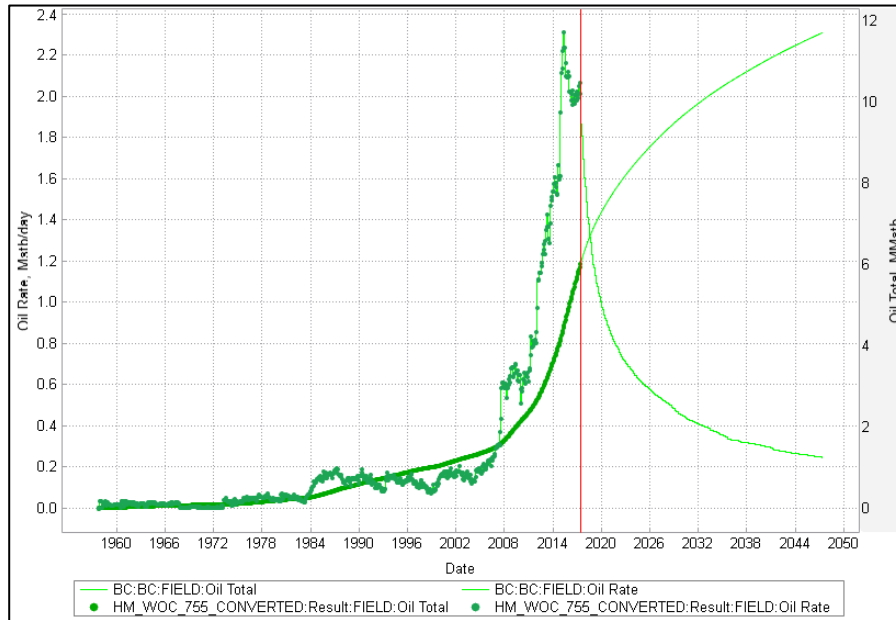




**Gambar III.6. Streamline Injeksi I1 dan I2 pada Timestep 01/06/2017**



**Gambar III.7. Streamline Injeksi I1 dan I2 pada Timestep 01/06/2047**



**Gambar III.8. Prediksi Produksi Minyak Basecase**

Pada skenario *basecase*, dihasilkan kumulatif produksi minyak sebesar 11,703 MMSTB. *Recovery factor* (RF) yang diperoleh dari tahap *basecase* yaitu 18,110% serta *water cut* 97,58%. Dibandingkan dengan data *history*, hasil *basecase* ini menghasilkan peningkatan *oil total* sebesar 5,703 MMSTB dan peningkatan RF sebesar 8,82 % seperti tercantum pada Tabel III-6.

**Tabel III-6. Hasil Prediksi Skenario Basecase**

Skenario	Sumur	Keterangan	Kumulatif Produksi	Watercut	Incremental RF Oil	Recovery Vactor
			MMSTB	%	%	%
Basecase	Existing	Basecase	11,703	97,58	-	18,110

**Tabel III-7. Data Perforasi Lapisan Tiap Sumur Pada Lapangan “DNV”**

Sumur	Status	Lapisan				
		D1	D2	D3	D4	D5
P2	Shut-in					
P3	Shut-in					
P4	Shut-in					
P5	Shut-in					
P9	Shut-in					
P12	Shut-in					
P14	Shut-in					
P18	Shut-in					
P19	Shut-in					

**Tabel III-7. (Lanjutan)**

**Data Perforasi Lapisan Tiap Sumur Pada Lapangan “DNV”**

Sumur	Status	Lapisan				
		D1	D2	D3	D4	D5
P20	<i>Shut-in</i>					
P28	<i>Shut-in</i>					
P29	<i>Shut-in</i>					
P39	<i>Shut-in</i>					
P1	<i>Produced</i>					
P6	<i>Produced</i>					
P7	<i>Produced</i>					
P8	<i>Produced</i>					
P10	<i>Produced</i>					
P11	<i>Produced</i>					
P13	<i>Produced</i>					
P15	<i>Produced</i>					
P16	<i>Produced</i>					
P17	<i>Produced</i>					
P21	<i>Produced</i>					
P22	<i>Produced</i>					
P23	<i>Produced</i>					
P24	<i>Produced</i>					
P25	<i>Produced</i>					
P26	<i>Produced</i>					
P27	<i>Produced</i>					
P30	<i>Produced</i>					
P31	<i>Produced</i>					
P32	<i>Produced</i>					
P33	<i>Produced</i>					
P34	<i>Produced</i>					
P35	<i>Produced</i>					
P36	<i>Produced</i>					
P37	<i>Produced</i>					
P38	<i>Produced</i>					
P40	<i>Produced</i>					
P41	<i>Produced</i>					
P42	<i>Produced</i>					
P43	<i>Produced</i>					
P44	<i>Produced</i>					

**Tabel III-7. (Lanjutan)**

**Data Perforasi Lapisan Tiap Sumur Pada Lapangan “DNV”**

Sumur	Status	Lapisan				
		D1	D2	D3	D4	D5
P45	<i>Produced</i>					
P46	<i>Produced</i>					
P47	<i>Produced</i>					
P48	<i>Produced</i>					
P49	<i>Produced</i>					
P50	<i>Produced</i>					
P51	<i>Produced</i>					
P52	<i>Produced</i>					
P53	<i>Produced</i>					
P54	<i>Produced</i>					
P55	<i>Produced</i>					
P56	<i>Produced</i>					
P57	<i>Produced</i>					
P58	<i>Produced</i>					
P59	<i>Produced</i>					
P60	<i>Produced</i>					
P61	<i>Produced</i>					
P62	<i>Produced</i>					
P63	<i>Produced</i>					
P64	<i>Produced</i>					
P65	<i>Produced</i>					
P66	<i>Produced</i>					
P67	<i>Produced</i>					
P68	<i>Produced</i>					
P69	<i>Produced</i>					
P70	<i>Produced</i>					
P71	<i>Produced</i>					

**III.9.2. Skenario I Sensitivity Jumlah Sumur Konversi (*Convert To Injection*)**

Menurut *Clark et al* (2007) ada 3 parameter yang menjadi syarat untuk menjadi sumur CTI, yang pertama yaitu produksi dibawah 10 bopd, jarak sumur yang dikonversi idealnya memiliki jarak 250 acre, dan korelasi antara sumur CTI dengan sumur produksi berada pada lapisan yang sama. Kegiatan CTI dilakukan dengan

menganalisa 3 parameter diatas, juga menganalisa pada model yaitu peta *Mobile Oil in Place, Permeability, Oil Saturatuion, dan Streamline*. Pada **Tabel III-8.** dapat dilihat *screening criteria* penggunaan 3 parameter untuk CTI.

**Tabel III-8. Screening Criteria Pemilihan Sumur Untuk Dilakukan CTI**

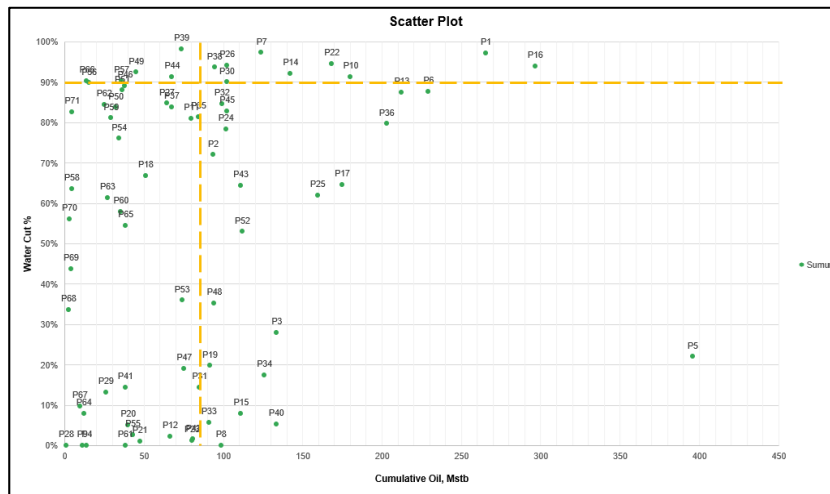
Sumur	Produksi diBawah 10 Bopd	Memiliki Jarak 250 acre	Pada Lapisan Yang Sama
P1	✓	✓	✗
P2	✓	✓	✗
P3	✓	✓	✓
P4	✓	✓	✗
P5	✓	✓	✓
P6	✗	✓	✓
P7	✓	✓	✓
P8	✓	✓	✗
P9	✓	✓	✓
P10	✗	✓	✓
P11	✗	✓	✓
P12	✗	✓	✓
P13	✗	✓	✓
P14	✗	✓	✗
P15	✗	✓	✓
P16	✗	✓	✓
P17	✗	✓	✓
P18	✓	✓	✓
P19	✓	✓	✗
P20	✓	✓	✓
P21	✓	✓	✓
P22	✗	✓	✗
P23	✗	✓	✓
P24	✓	✓	✓
P25	✗	✓	✓
P26	✗	✓	✓
P27	✓	✓	✓

**Tabel III-8. (Lanjutan) Screening Criteria Pemilihan Sumur Untuk Dilakukan CTI**

Sumur	Produksi diBawah 10 Bopd	Memiliki Jarak 250 acre	Pada Lapisan Yang Sama
P28	✓	✓	✓
P29	✓	✓	✓
P30	✗	✓	✓
P31	✗	✓	✓
P32	✗	✓	✓
P33	✗	✓	✓
P34	✗	✓	✗
P35	✗	✓	✗
P36	✗	✓	✓
P37	✗	✓	✓
P38	✗	✓	✓
P39	✓	✓	✗
P40	✓	✓	✗
P41	✓	✓	✓
P42	✗	✓	✓
P43	✓	✓	✓
P44	✓	✓	✓
P45	✗	✓	✓
P46	✗	✓	✓
P47	✗	✓	✓
P48	✗	✓	✓
P49	✓	✓	✓
P50	✗	✓	✓
P51	✗	✓	✓
P52	✗	✓	✓
P53	✗	✓	✓
P54	✓	✓	✓
P55	✓	✓	✓
P56	✓	✓	✓

**Tabel III-8. (Lanjutan) Screening Criteria Pemilihan Sumur Untuk Dilakukan CTI**

Sumur	Produksi diBawah 10 Bopd	Memiliki Jarak 250 acre	Pada Lapisan Yang Sama
P57	✓	✓	✓
P58	✓	✓	✓
P59	✗	✓	✓
P60	✗	✓	✓
P61	✗	✓	✓
P62	✗	✓	✓
P63	✗	✓	✓
P64	✓	✓	✗
P65	✓	✓	✓
P66	✗	✓	✓
P67	✓	✓	✓
P68	✓	✓	✓
P69	✗	✓	✓
P70	✓	✓	✓
P71	✗	✓	✓



**Gambar III.7. Hasil Scatter Plot Pada Lapangan “DNV”**

Berdasarkan Analisa *Screening Criteria* pada parameter-parameter diatas, terdapat 24 sumur (P3, P5, P7, P9, P18, P20, P21, P24, P27, P28, P29, P41, P43, P44, P49,

P54, P55, P56, P57, P58, P65, P67, P68, P70) yang cocok untuk dilakukan CTI, setelah dilakukan Analisa pada model menggunakan *Mobile Oil in Place*, *Permeability*, *Oil Saturatuion*, dan *Streamline*, serta analisa menggunakan *scatter plot* didapatkan sebanyak 5 sumur yang cocok untuk dilakukan CTI, diantaranya 2 sumur (P44, P54) merupakan sumur yang memiliki produksi dibawah 10 bopd, 2 sumur (P9, P28) *shut-in*, dan 1 sumur (P55) produksi.

**Tabel III-9. Data Sumur Konversi**

Sumur CTI		
No	Wells	Status
1	P55	<i>Produced</i>
2	P9	<i>Shut In</i>
3	P28	<i>Shut In</i>
4	P44	<i>Economic Limit</i>
5	P54	<i>Economic Limit</i>

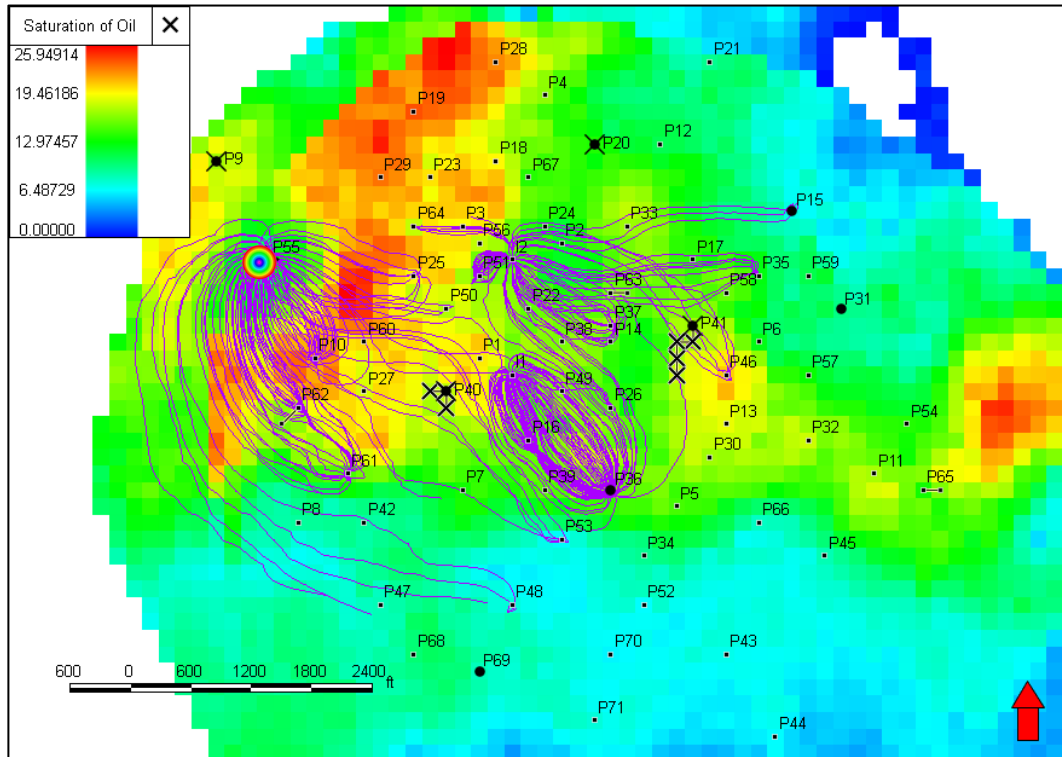
**Tabel III-10. Tabulasi Hasil Skenario I**

Skenario	Sumur	Keterangan	Kumulatif Produksi	Incremental RF Oil	Recovery Vactor
			MMSTB	%	%
<i>Basecase</i>	<i>Existing</i>	<i>Basecase</i>	11,703	0	18,110
I-A	P55	Konversi 1 Sumur (Rate 5 Mstb/day)	12,633	0,93	19,550
I-B	P55	Konversi 3 Sumur ( Rate 7 Mstb/day)	13,439	1,736	20,797
	P9				
	P28				
I-C	P55	Konversi 5 Sumur (Rate 11 Mstb/day)	14,118	2,415	21,848
	P9				
	P28				
	P44				

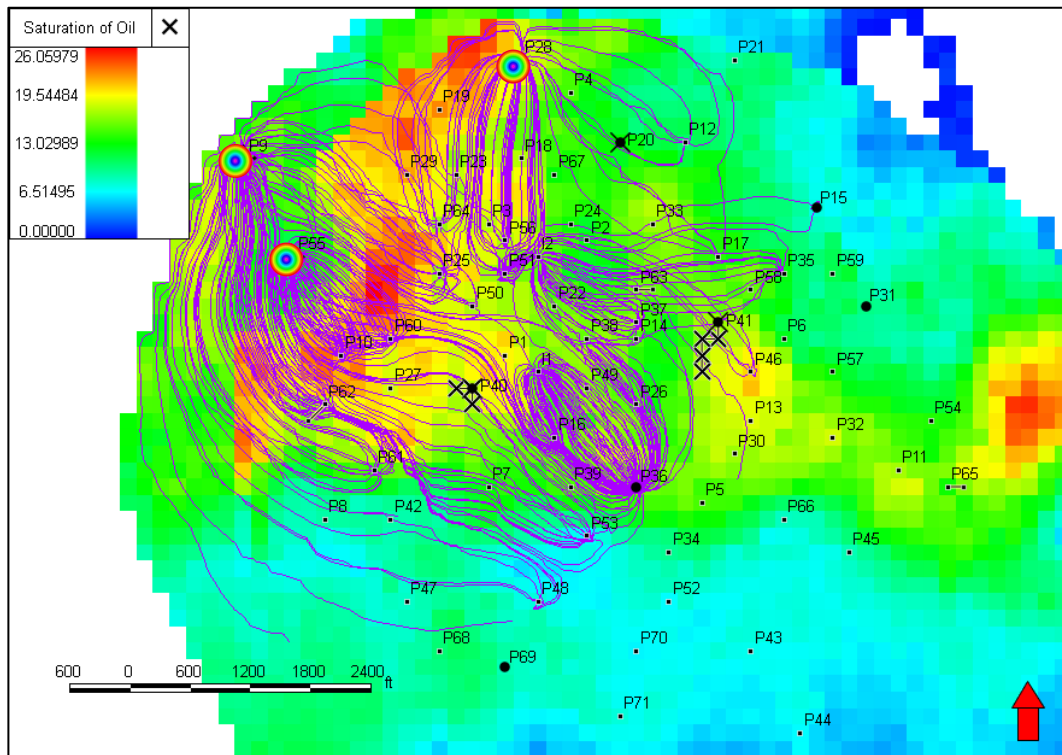
### III.9.3. Skenario II Penentuan Pola Injeksi

Dapat dilihat pada **Gambar III.8.**, **Gambar III.9.**, **Gambar III.10.**, Penentuan pola injeksi pada Lapangan “DNV” dilakukan bersamaan dengan *sensitivity* jumlah sumur yang optimum pada skenario I, *sensitivity* pola yang dilakukan adalah pola *inverted* dan pola *irregular*, dikarenakan pada studi ini hanya menggunakan sumur-sumur yang sudah ada, dan hanya dilakukan konversi sumur produksi menjadi sumur injeksi, dari hasil *sensitivity*, pola *irregular* merupakan pola yang cocok pada lapangan “DNV”.

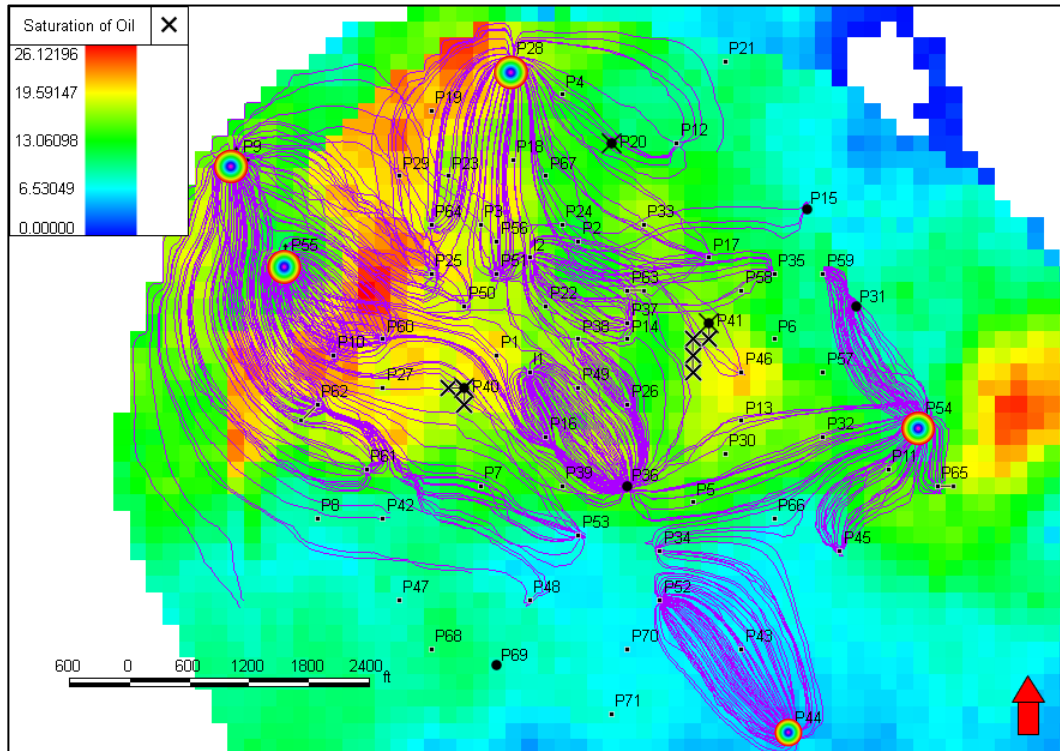




**Gambar III.8. Streamline Skenario I-A**



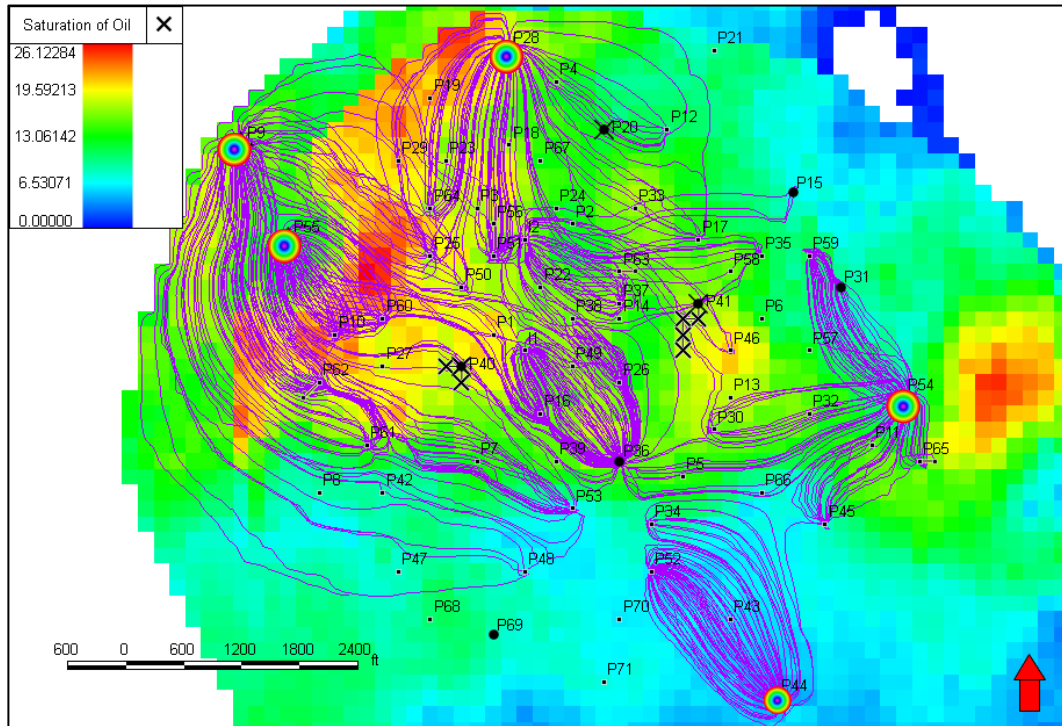
**Gambar III.9. Streamline Skenario I-B**



**Gambar III.10. Streamline Skenario I-C**

#### **III.9.4. Skenario III Penentuan Laju Injeksi Pada Sumur Konversi**

*Constraint* yang digunakan pada sumur injeksi ini adalah *injection rate* dan *secondary constraint*-nya ialah *bottom hole pressure*. Ketika kenaikan tekanan yang disebabkan *injection rate* berada pada angka *secondary constrain* berupa angka BHP maksimal sebelum mendekati angka rekah formasi, maka volume *injection rate* akan menurun hingga *secondary constrain* berupa BHP sudah tidak berada pada angka BHP yang diberikan. Dari jumlah sumur yang telah dipilih pada skenario I-C, injeksi air dengan 5 sumur CTI. Nilai sensitivitas laju injeksi air diberi Batasan sesuai dengan produksi harian air lapangan “DNV”. Penentuan nilai laju injeksi ini menggunakan sumur referensi I2 dengan tujuan yaitu hanya untuk melihat arah injeksinya, juga melihat pada *water rate* pada lapangan ini. Dengan menggunakan sumur referensi I2, dapat memantau arah aliran injeksi dan memperoleh informasi yang lebih akurat untuk menentukan *injection rate* pada setiap sumur-sumur CTI. Pada *sensitivity* injeksi *rate* dilakukan sebanyak 4 kali yaitu dengan penambahan pengurangan 100 stb/day, pengurangan 200 stb/day, penambahan 100 stb/day, dan penambahan 200stb/day pada tiap sumur CTI. Hasil *sensitivity* ini dapat dilihat pada **Tabel III-10**.



**Gambar III.11. Streamline Skenario III Terbaik**

**Tabel III-11. Tabulasi Hasil Skenario III**

Skenario	Keterangan	Kumulatif Produksi	Watercut	Incremental RF Oil	Recovery Vector
		MMSTB	%	%	%
Basecase	Basecase	11,703	97,580	0	18,110
III-A	Pengurangan 100 stb/day (Rate 9,3 Mstb/day)	14,035	98,020	3,609	21,719
III-B	Pengurangan 200 stb/day (Rate 8,6 Mstb/day)	13,95	97,96	3,478	21,588
III-C	Penambahan 100 stb/day (Rate 10,7 Mstb/day)	14,195	98,1	3,857	21,967
III-D	Penambahan 200 stb/day (Rate 11,4 Mstb/day)	14,26	98,14	3,957	22,067

**Tabel III-12. Ringkasan Hasil HM, BC, Skenario I, II, II, Terbaik**

Net Production / NP (MMSTB)				
HM	BC	Skenario 1	Skenario 2	Skenario 3
01/06/2017	01/06/2047	01/06/2047	01/06/2047	01/06/2047
2,302	5,3453	5,8871	6,228	6,2881
0,9961	1,8263	2,3783	2,6677	2,7069
1,0453	1,9293	2,1543	2,1543	2,1685
1,5423	2,4289	2,845	2,8946	2,9231
0,1336	0,1906	0,1914	0,1917	0,1919

## **BAB IV PEMBAHASAN**

Kegiatan sebelum melakukan simulasi reservoir atau pengembangan lapangan adalah mempersiapkan data. Kondisi awal pada model ini reservoir *pressure* pada Lapangan “DNV” sebesar 1266,3 psi dengan *temperature* reservoir 113 F serta *bubble point pressure* sebesar 1218,3 psi. Setelah dilakukan Analisa PVT, jenis reservoir ini merupakan *saturated reservoir* karena nilai initial reservoir *pressure* berada diatas *bubble point pressure*. Saat dilakukan tahap prediksi, reservoir *pressure* telah turun dibawah *bubble point pressure*.

Pada persiapan data Lapangan “DNV” terdapat kekurangan ketersediaan data, data yang tersedia hanya hasil pengolahan data RCAL, SCAL dan PVT data-data tersebut sudah diolah dan telah diinput pada model. Pada lapangan “DNV” terdapat 14 *rock region* serta 3 PVTNUM.

Data *drive mechanism* pada Lapangan “DNV” ditunjukkan menggunakan metode Ganesh Thakur yaitu dengan *plot recovery efficiency* terhadap % *pressure*. Dari ketiga data dan Analisa ini menunjukkan *drive mechanism* Lapangan ”DNV” adalah *combination* yaitu antara *water drive* dan *solution gas drive*.

Lapangan minyak "DNV" memiliki 73 sumur yang terdiri dari 58 sumur produksi yang masih aktif, 13 sumur yang saat ini tidak digunakan (*shut in*), dan 2 sumur injeksi air. *Total Original Oil In Place* (OOIP) di lapangan ini mencapai 64.620 MMstb. Hingga pertengahan Juni 2017, lapangan ini telah menghasilkan kumulatif produksi minyak sebesar 6 MMstb, dengan tingkat *recovery factor* saat ini mencapai 9.29%. Selama periode 60 tahun, mulai dari 1957 hingga 2017, lapangan ini hanya berhasil memproduksi sekitar 9% dari nilai cadangan minyak yang tersedia. Namun, kondisi tekanan pada lapangan ini telah melewati titik *bubble point*, yang mengindikasikan bahwa gas yang terlarut dalam minyak telah terlepas. Hal ini menyebabkan viskositas minyak meningkat, membuatnya sulit untuk diproduksi. Oleh karena itu, diperlukan upaya untuk meningkatkan tekanan reservoir dan *recovery factor* di lapangan ini.

Pertimbangan menggunakan metode *waterflooding* adalah sebagai berikut. Pertama, dari segi *sweep efficiency*, meskipun viskositas minyak tinggi dapat menghambat pergerakan minyak dalam reservoir, metode *waterflooding* masih memiliki potensi untuk menyisihkan sebagian minyak yang terperangkap. Dengan memberikan tekanan tambahan melalui injeksi air, minyak yang terperangkap dapat didorong ke arah sumur produksi, meskipun dengan laju produksi yang lebih lambat.

Kedua, metode *waterflooding* memiliki efisiensi operasional yang baik. Metode ini merupakan metode sekunder yang relatif sederhana dan telah terbukti berhasil dalam operasinya. Selain itu, metode ini dapat diimplementasikan dengan biaya yang relatif rendah dan risiko operasional yang lebih terkendali dibandingkan dengan metode lain seperti *enhanced oil recovery* (EOR). Menurut *Silva et al* (2023) dengan mempertimbangkan penyederhanaan operasional dan investasi pemilihan *waterflooding* merupakan langkah yang tepat. Untuk meningkatkan efektivitas laju produksi dilakukan penambahan sumur injeksi atau mengkonversi sumur produksi yang ada, menjadi sumur injeksi.

Ketiga, metode *waterflooding* mengandalkan ketersediaan sumber daya air yang melimpah. Dalam kasus lapangan ini, produksi total air yang diperoleh sangat besar, sekitar 23.82 MMstb. Oleh karena itu, ketersediaan sumber daya air pada lapangan ini cukup untuk dilakukannya metode *waterflooding*.

Terakhir, metode *waterflooding* mampu memberikan dukungan tekanan pada reservoir untuk menjaga sumur-sumur tetap berproduksi hingga akhir periode perencanaan (*forecasting*). Dengan menjaga tekanan reservoir, produksi minyak dapat dipertahankan secara optimal. Dengan pertimbangan-pertimbangan ini, metode *waterflooding* dipilih sebagai langkah yang tepat untuk pengembangan lapangan minyak "DNV". Untuk meningkatkan efektivitas laju produksi, dilakukan mengkonversi sumur produksi yang ada menjadi sumur injeksi, yang dikenal dengan istilah *Convert To Injection* (CTI). Pemilihan kandidat sumur CTI didasarkan pada sejarah produksi yang menunjukkan kinerja yang tidak optimal, serta lokasi sumur-sumur produksi yang dikelilingi olehnya.

*Constrain* (Batasan) yang dilakukan pada sumur-sumur produksi *existing* adalah *Oil rate* dan *Bottom Hole Pressure*. Batasan ini diterapkan untuk semua sumur sesuai dengan *historical value* akhir pada tiap sumur. Batasan ini digunakan pada saat *forecasting Basecase* dan *forecasting Skenario waterflooding*.

Untuk menentukan sumur yang akan dilakukan CTI, Analisa yang dilakukan ialah distribusi pada peta *Saturation Oil*, Perforasi tiap sumur, dan jarak antar sumur, Dimana dengan peta tersebut dapat menggambarkan nilai saturasi minyak atau perbandingan volume minyak terhadap fluida air yang ada pada reservoir. Pembacaan perforasi tiap sumur adalah parameter yang menggambarkan konektivitas antar sumur yang dilihat pada perforasi pada lapisan yang sama ditiap-tiap sumur. Pembacaan jarak antar sumur menggambarkan sumur yang akan dilakukan CTI memiliki jarak yang ideal dengan sumur produksi yang menjadi target pendorongan.

Sumur yang akan dilakukan CTI diharapkan dapat mendesak minyak pada area saturasi minyak yang tinggi tetapi saturasi minyak yang masih belum terproduksi ke arah sumur produksi agar dapat terproduksi ke permukaan berdasar pada lapisan yang sama serta jarak antar sumur CTI dan sumur produksi memiliki jarak yang ideal.

Pada skenario *basecase* dilakukan *forecasting* hingga tahun 2047 tanpa mengubah atau menambahkan maupun mengurangi apapun. Pada akhir tahun 2047 skenario *basecase* terdapat 23 sumur *existing* yang masih berproduksi serta 2 sumur injeksi yang bertujuan untuk pendesakan minyak, sumur injeksi I1 memiliki target pendesakan pada area sekitar sumur P1, P16, P26, P36, dan P49 sedangkan sumur injeksi I2 yaitu area sekitar sumur P22, P37, P38, P51, P56 dan P63 pendesakan ini dilakukan hingga tahun 2047. Hasil produksi kumulatif minyak yang didapatkan pada akhir prediksi *forecasting* sebesar 11,703 MMSTB dengan *recovery factor* sebesar 18,11 %. Pada skenario *basecase* didapatkan bahwa sumur-sumur *existing* banyak yang mencapai pada minimum *oil rate* yaitu 5 stb/day pada angka maka sumur-sumur tersebut berhenti berproduksi, *water cut* yang tinggi menyebabkan penyapuan yang dilakukan tidak optimal bila tidak dilakukan pendesakan karena 2 sumur injeksi *existing* dinilai belum cukup untuk melakukan pendesakan ke seluruh

area target injeksi. Berdasarkan dari hal tersebut dilakukan kegiatan penambahan sumur injeksi *waterflooding* pada Lapangan “DNV” menggunakan metode CTI.

Skenario *waterflooding* didesain untuk melakukan pendesakan dan meningkatkan penyapuan pada sumur *existing* yang masih berproduksi hingga data *history* terakhir, berdasarkan perforasi tiap sumur, dan jarak antar sumur, serta produksi sumur yang sudah dibawah 10 stb/day, *sensitivity* sumur dilakukan dan didapatkan sebanyak 24 sumur yang menjadi kandidat untuk dilakukan CTI.

Pada Skenario I dilakukan *sensitivity* jumlah sumur yang menjadi kandidat untuk dilakukan CTI, dari 24 sumur yang menjadi kandidat yaitu sumur (P3, P5, P7, P9, P18, P20, P21, P24, P27, P28, P29, P41, P43, P44, P49, P54, P55, P56, P57, P58, P65, P67, P68, P70) dilakukan *sensitivity* kembali melihat saturasi *oil* di sekitar sumur kandidat, *sensitivity* jumlah sumur ini terbagi menjadi, Skenario I-A dengan mengkonversi 1 sumur produksi menjadi injeksi, Skenario I-B mengkonversi 3 sumur produksi menjadi injeksi dan Skenario I-C mengkonversi 5 sumur produksi menjadi injeksi, *rate* injeksi yang digunakan pada setiap sumur CTI diperoleh dengan mempertimbangkan jarak antar sumur dan *cumulative* harian *water* pada lapangan ini. Pada skenario I-A yaitu menggunakan sumur P55 sebagai sumur CTI dengan menggunakan *constraint rate* injeksi 2000 stb/day sebagai *first constraint* dan *pressure injection* sebesar 1650 psi sebagai *secondary constraint* dibawah tekanan rekah yaitu sebesar 1740 psi, pada skenario I-A *cumulative oil* yang diperoleh adalah 12,633 MMSTB dengan *recovery factor* sebesar 19,55 %. Kemudian pada skenario I-B yaitu menggunakan sumur P55, P9, dan P28 sebagai sumur CTI dengan menggunakan *constraint rate* injeksi secara berurutan 1500 stb/day, 1750 stb/day dan 1250 stb/day sebagai *first constraint* dan *pressure injection* sebesar 1650 psi sebagai *secondary constraint* dibawah tekanan rekah yaitu sebesar 1740 psi, pada skenario I-B *cumulative oil* yang diperoleh adalah 13,439 MMSTB dengan *recovery factor* sebesar 20,797 %. Selanjutnya yaitu skenario I-C yaitu menggunakan sumur P55, P9, P28, P44, dan P54 sebagai sumur CTI dengan menggunakan *constraint rate* injeksi secara berurutan 1500 stb/day, 1750 stb/day, 1750 stb/day, 1500 stb/day dan 1500 stb/day sebagai *first constrain* dan *pressure injection* sebesar 1650 psi sebagai *secondary constraint* dibawah

tekanan rekah yaitu sebesar 1740 psi, pada skenario I-C *cumulative oil* yang diperoleh adalah 14,035 MMSTB dengan *recovery factor* sebesar 21,719%.

Kemudian pada skenario II dilakukan penentuan pola injeksi pada Lapangan “DNV”, penentuan pola ini dilakukan bersamaan dengan *sensitivity* jumlah sumur yang optimum pada skenario I, *sensitivity* pola yang dilakukan adalah pola *inverted* yang sudah dilakukan pada skenario *basecase* dan skenario I-A, sedangkan pola *irregular* dilakukan pada skenario I-B dan I-C, dengan percobaan yang telah dilakukan pada skenario I yaitu I-A, I-B, dan I-C, didapatkan pola yang cocok untuk dilakukan pada lapangan “DNV” adalah pola *irregular* karena jika dibandingkan mengenai kenaikan *watercut* pada skenario *basecase* dengan skenario *waterflooding* memiliki nilai yang tidak jauh berbeda yaitu kurang dari 0,03 dengan satuan fraksi, dari hal ini bisa dinyatakan bahwa pola *irregular* merupakan pola yang cocok untuk lapangan “DNV”

Selanjutnya pada skenario III dilakukan penentuan laju injeksi pada setiap sumur yang dilakukan CTI, skenario III mengambil dari skenario I terbaik yaitu skenario I-C yang selanjutnya dilakukan *sensitivity* laju injeksi untuk mendapatkan laju injeksi yang optimum dengan melihat kenaikan *cumulative* produksi pada lapangan “DNV”, *sensitivity* yang dilakukan sebanyak 4 kali dengan menambahkan 100 stb/day, 200 stb/day, mengurangi 100 stb/day, dan 200 stb / day, setelah dilakukannya *sensitivity* pada laju injeksi didapatkan laju dengan penambahan 200 stb/day merupakan laju yang optimum, dikarenakan pada 4 percobaan tersebut kenaikan dan penurunan laju injeksi yang dilakukan berpengaruh sesuai dengan kenaikan dan penurunan *cumulative* produksinya pada skenario III ini didapatkan skenario terbaik yaitu diperoleh 14,261 MMSTB dengan *recovery factor* sebesar 22,069 %.



## **BAB V**

### **KESIMPULAN**

Berdasarkan hasil studi pengembangan dan pembahasan dapat disimpulkan:

1. Skenario *Basecase* dari Lapangan “DNV” yaitu dengan 58 sumur produksi dengan 13 sumur dalam kondisi *shut-in* memiliki *cumulative* produksi sebesar 11,703 MMSTB dengan nilai RF 18,11%.
2. Jumlah sumur yang maksimal dengan memperhatikan *streamline* adalah menggunakan 5 sumur CTI. Total *cumulative* produksi minyak yang diperoleh sebesar 14,035 MMSTB dengan nilai RF 21,719%.
3. Pola injeksi yang cocok pada lapangan “DNV” adalah pola *irregular*.
4. Laju injeksi yang optimum untuk diterapkan tiap sumur pada lapangan “DNV” adalah  $M > 1$  yaitu air yang diinjeksikan melebihi air yang terproduksi (Skenario III) dengan perolehan minyak terbaik pada akhir prediksi sebesar 14,261 MMSTB dengan nilai RF 22,069 %.

## DAFTAR PUSTAKA

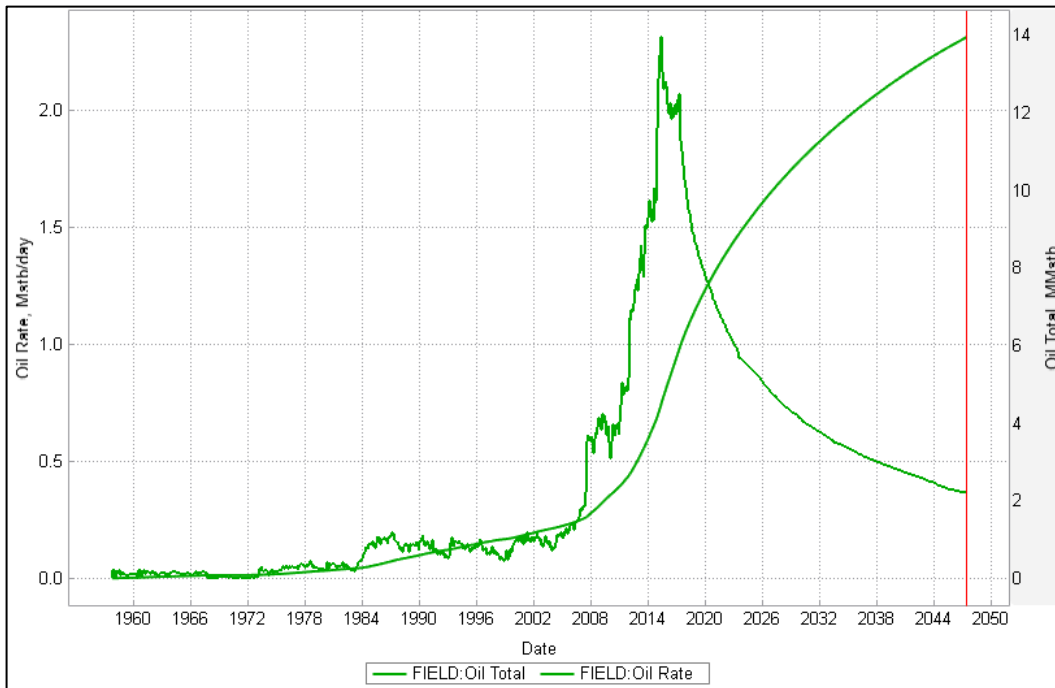
- Adhitya, Bagus., Wiki Utama, Hari. (2020). *Analisa Mekanisme Pendorong Reservoir “Ab” Formasi Cibulakan Bawah Cekungan Jawa Barat Utara*. Journal Online of Physics, Vol.6 No. 1.
- Cole, F. W. (1969). *Reservoir engineering manual*. Gulf Professional Publishing Company.
- Clark, R. A., Karami, H., Al-Ajmi, M. F., & Lantz, J. R. (2007). *Pattern Balancing and Waterflood Optimization of a Super Giant: Sabiriyah Field, North Kuwait, a Case Study*. International Petroleum Technology Conference. doi:10.2523/IPTC-11395-MS
- Dicgorry NT; M. Taufik; Samsol Huda. (2015). *Analisa Efektifitas Pola Injeksi Air Antara Normal Dan Inverted Five Spot Simulasi Reservoir Lapangan DNT*. Seminar Nasional Cendekiawan 2015, 324–334.
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced oil recovery*. Henry L. Doherty Memorial Fund of Aime Society of Petroleum.
- Kristiadi, Jason., Kasmungin, Sugiatmo., Yanti, Widia (2020). *Studi Simulasi Reservoir Untuk Menentukan Pola Injeksi Sumur Yang Sesuai Pada Lapangan X*. Jurnal Petro Volume IX. Jakarta.
- Muggeridge A., Cockin A., Webb K., Frampton H., Collins I., Moulds T., and Salino P (2014). "Recovery Rates Enhanced Oil Recovery and Technological Limits", *Phil Trans. R. Soc. A*, **372**, 20120320
- Pamungkas, J. (2011). *Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir*. UPN “Veteran” Yogyakarta.
- Rukmana, Dadang., et. al. 2020. “*Technical Guidelines Water flood (Secondary Recovery)*”. Jakarta: Publikasi IOGI SKK MIGAS, IOGI-002-TW12020.
- Sayyafzadeh, M., Pourafshary, P., & Rashidi, F. (2010). *Increasing Ultimate Oil Recovery by Infill Drilling and Converting Weak Production Wells to Injection Wells Using Streamline Simulation*. Society of Petroleum Engineers.

## **DAFTAR PUSTAKA (LANJUTAN)**

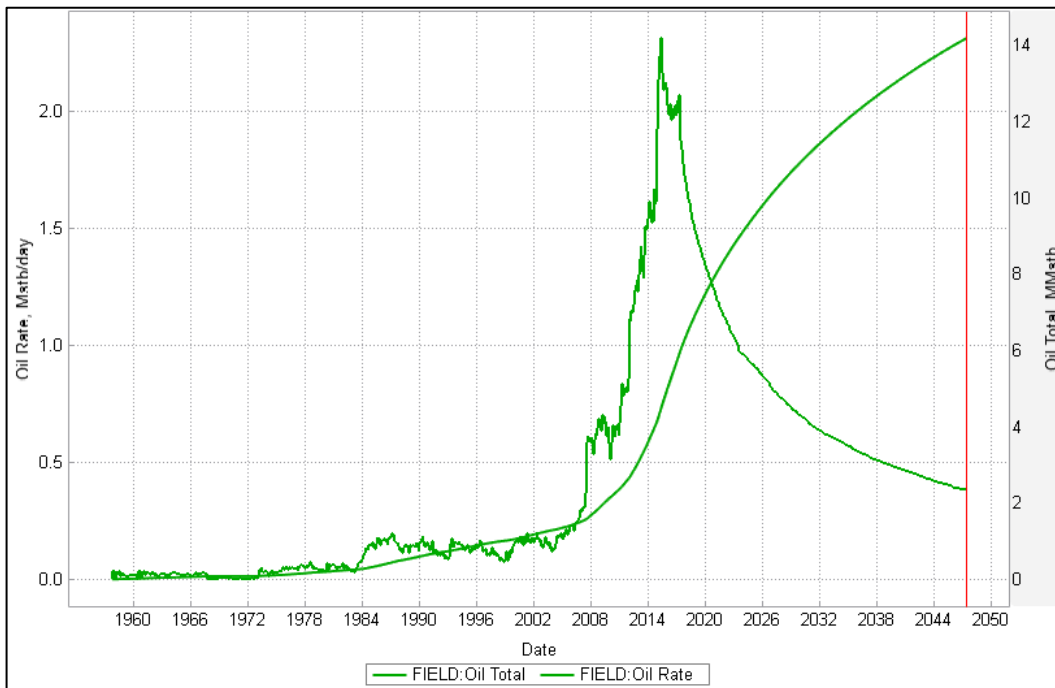
- Tarek, Ahmed. (2012). *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Publishing Company, Houston, Texas. Chapter 11 halaman 745 - 764
- Taufiq, Muhammad., (2017). *Preparasi Data Dalam Simulasi Perilaku Reservoir Lapangan Minyak Ikan Pari Di Natuna*. Jurnal PRODUKTIF Volume 1 Edisi Juli 2017
- Thakur, Ganesh. (1994). *Integrated Petroleum Reservoir Management*". Chapter hal 103 - 105, Chapter 8 halaman 155 - 158
- Thakur, Ganesh. (2012). *Heavy Oil Reservoir Management*. SPE Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition. Rio de Janeiro, Brazil.
- Vittoratos, Steven. (2011). *Optimal Voidage replacement ratio for Communicating Heavy Oil Waterflood Wells*. SPE Heavy Oil Conference and Exhibition. Kuwait.
- Vittoratos, Steven. 2013. *VRR < 1 is Optimal for Heavy Oil Waterfloods*. SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition. United Kingdom
- Yunita, Lia., (2017). *Pengembangan Lapangan "Y" Menggunakan Simulasi Reservoir*. Jurnal OFFSHORE Volume 1 No.1 Juni 2017. Indonesia

# LAMPIRAN

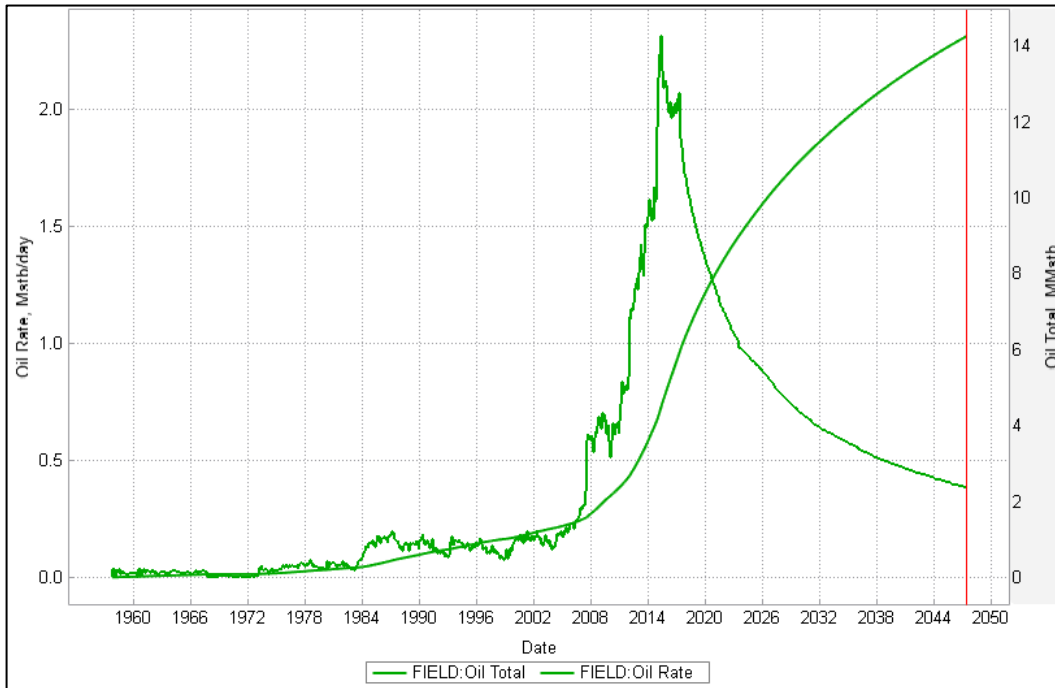
### Lampiran A *Cumulative dan Rate Produksi Skenario III*



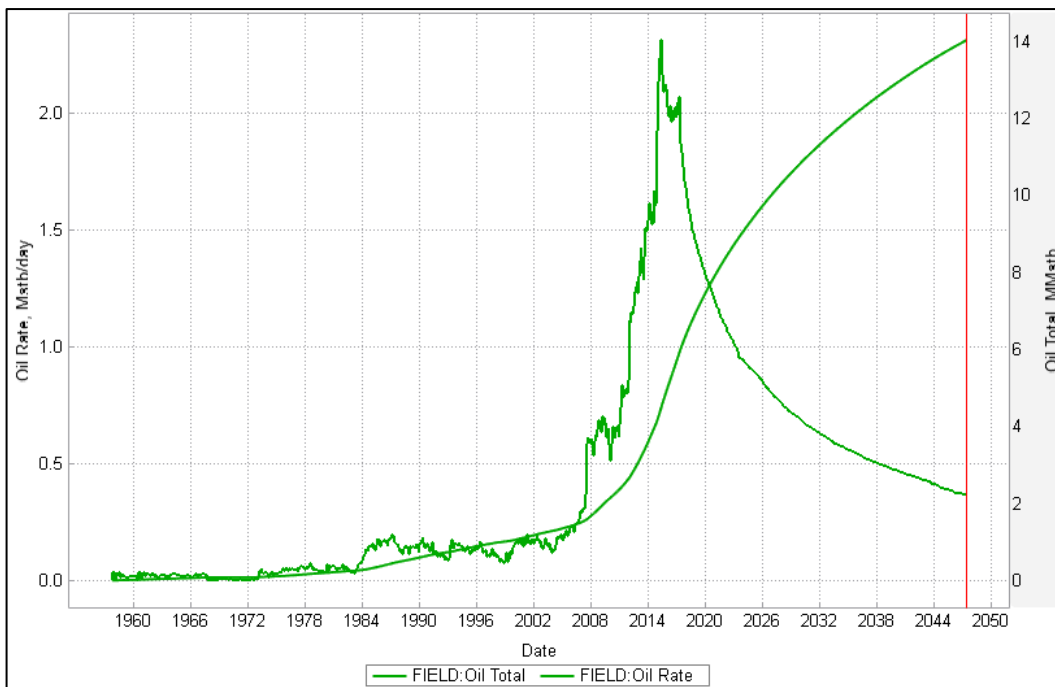
Gambar A.1. *Cumulative dan Rate Produksi Skenario III-A*



Gambar A.2. *Cumulative dan Rate Produksi Skenario III-B*

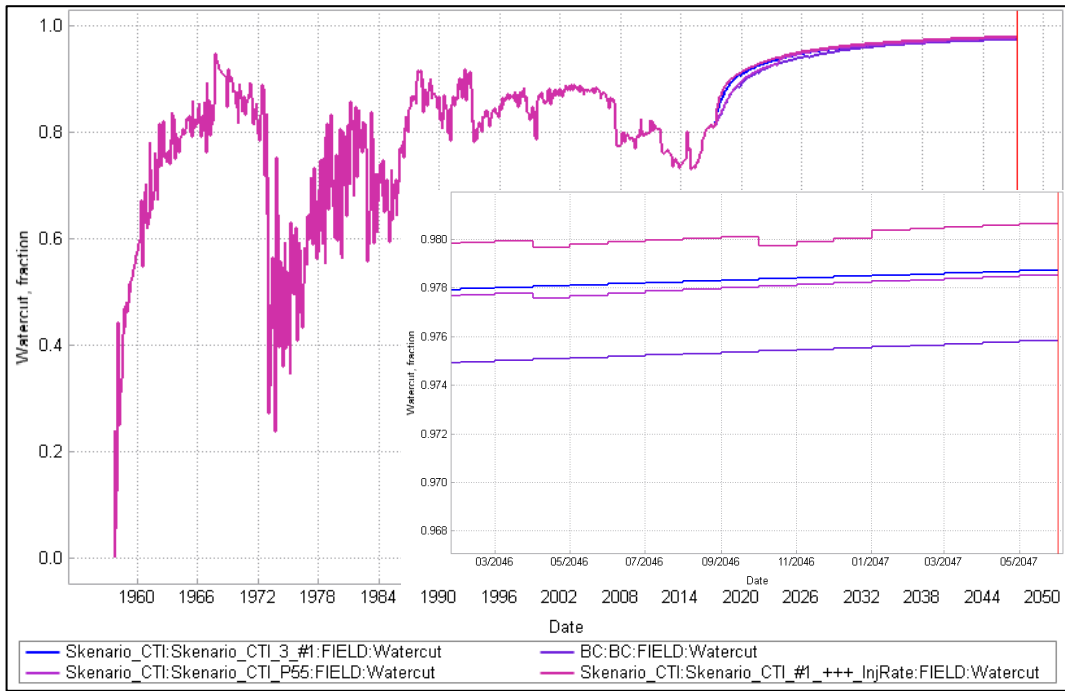


Gambar A.3. *Cumulative dan Rate Produksi Skenario III-C*

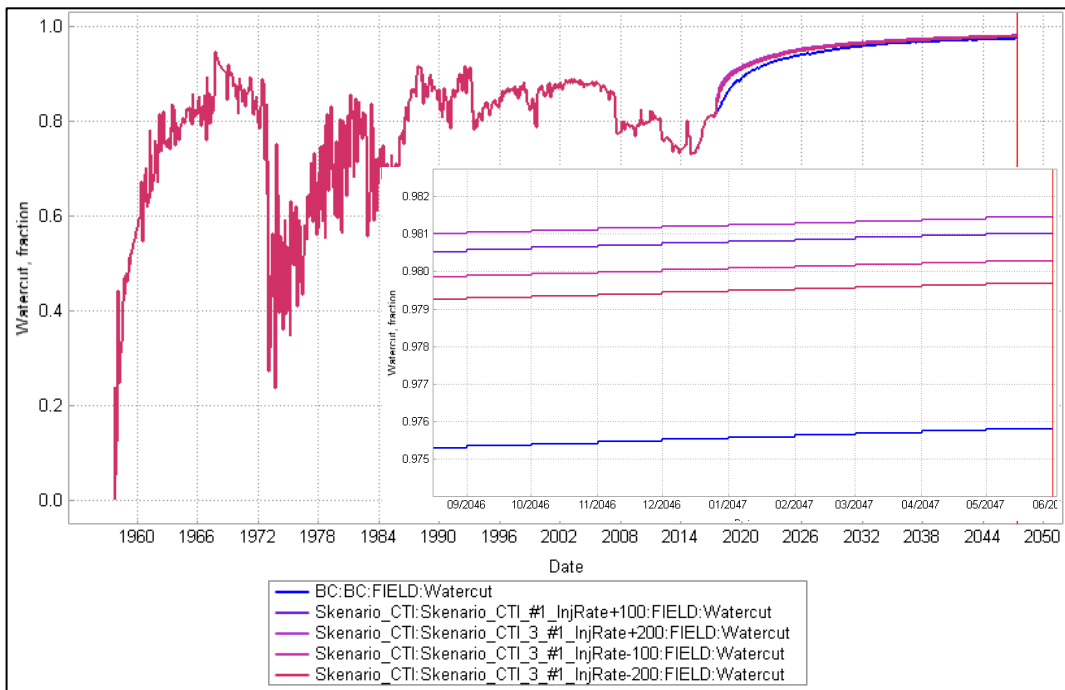


Gambar A.4. *Cumulative dan Rate Produksi Skenario III-D*

**Lampiran A Watercut dan pada lapangan “DNV”**

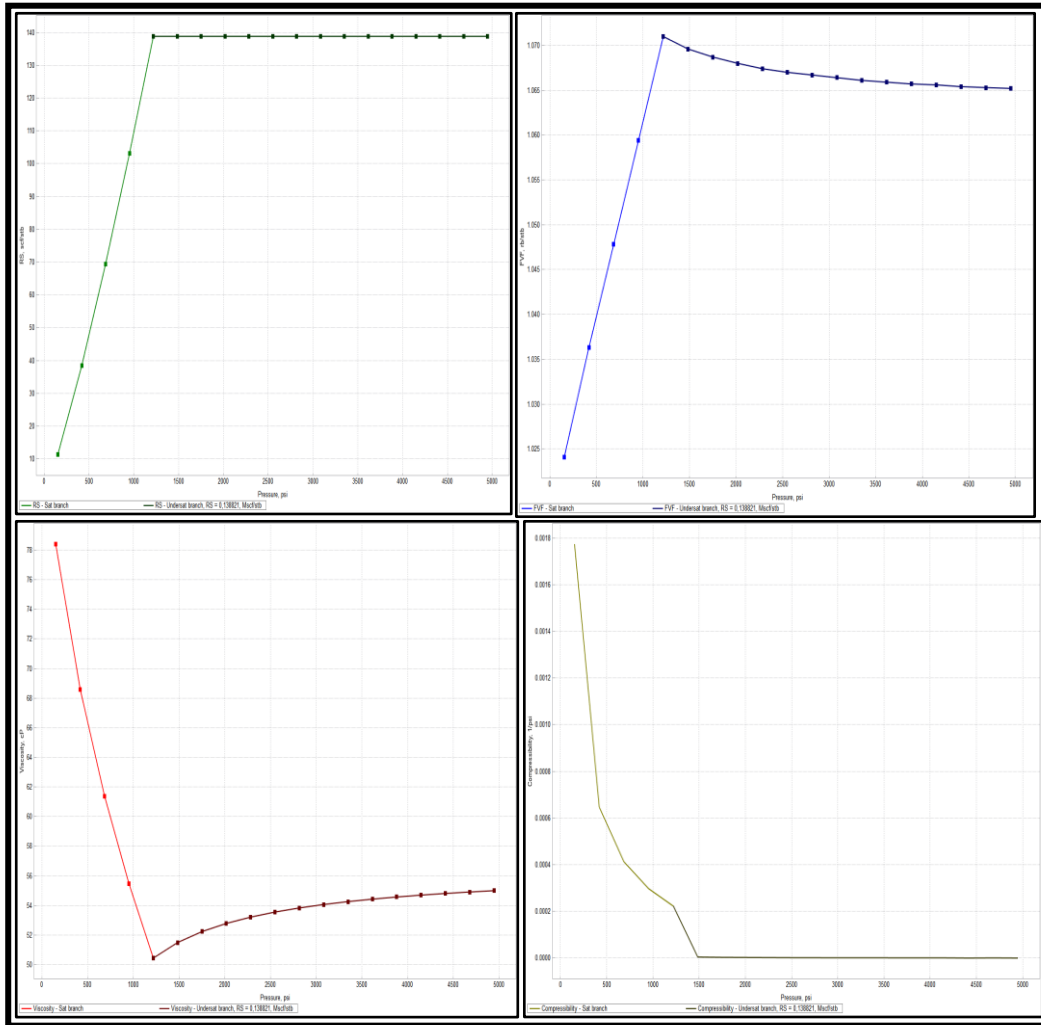


Gambar B.1. Watercut skenario I



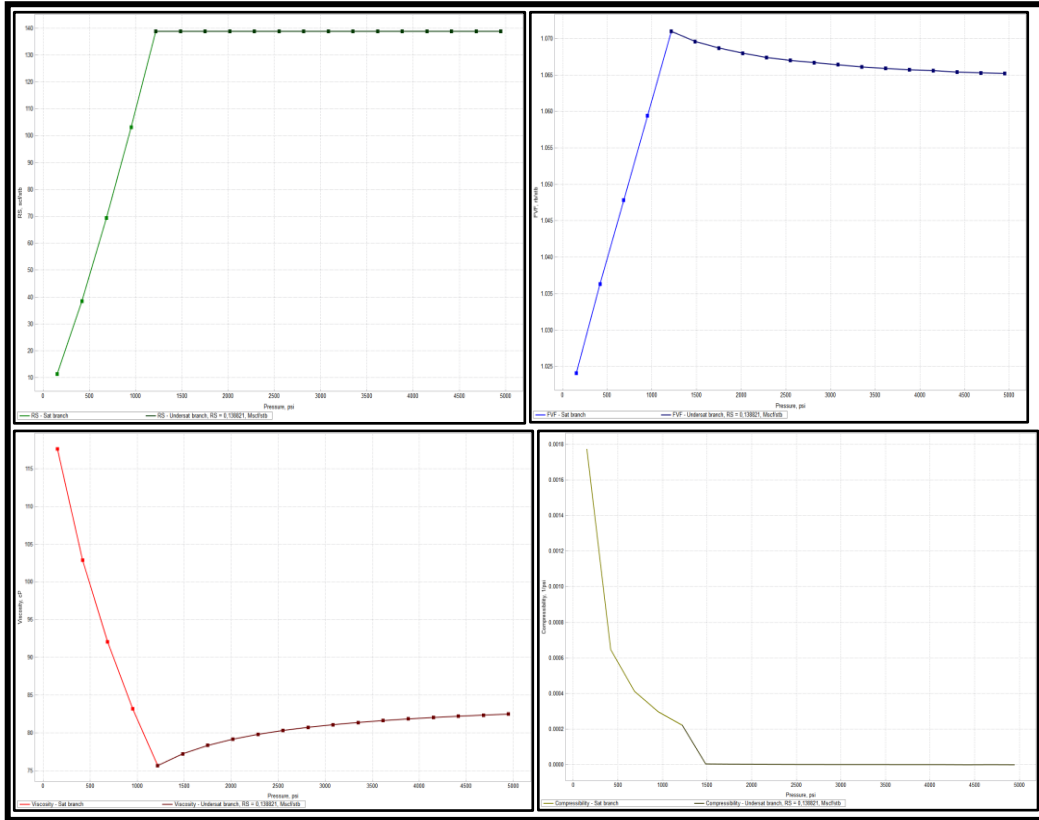
Gambar B.1. Watercut Skenario III

### Lampiran C PVT Pada Lapangan “DNV”

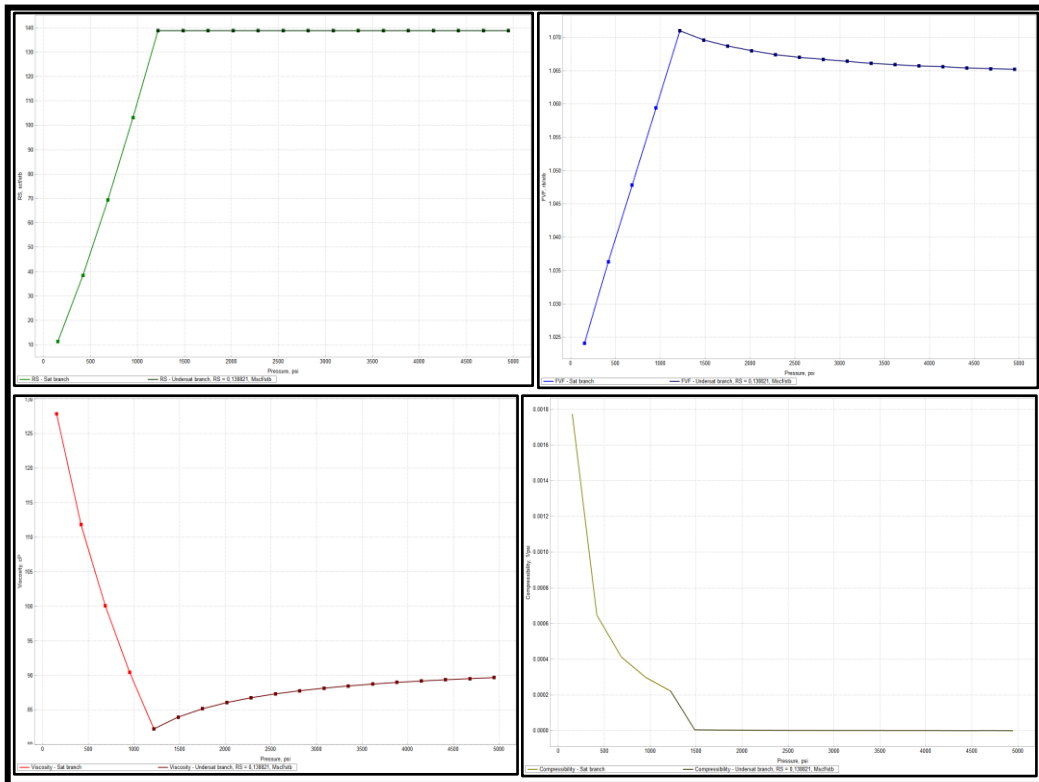


Gambar C.1. Data PVT Variant 1



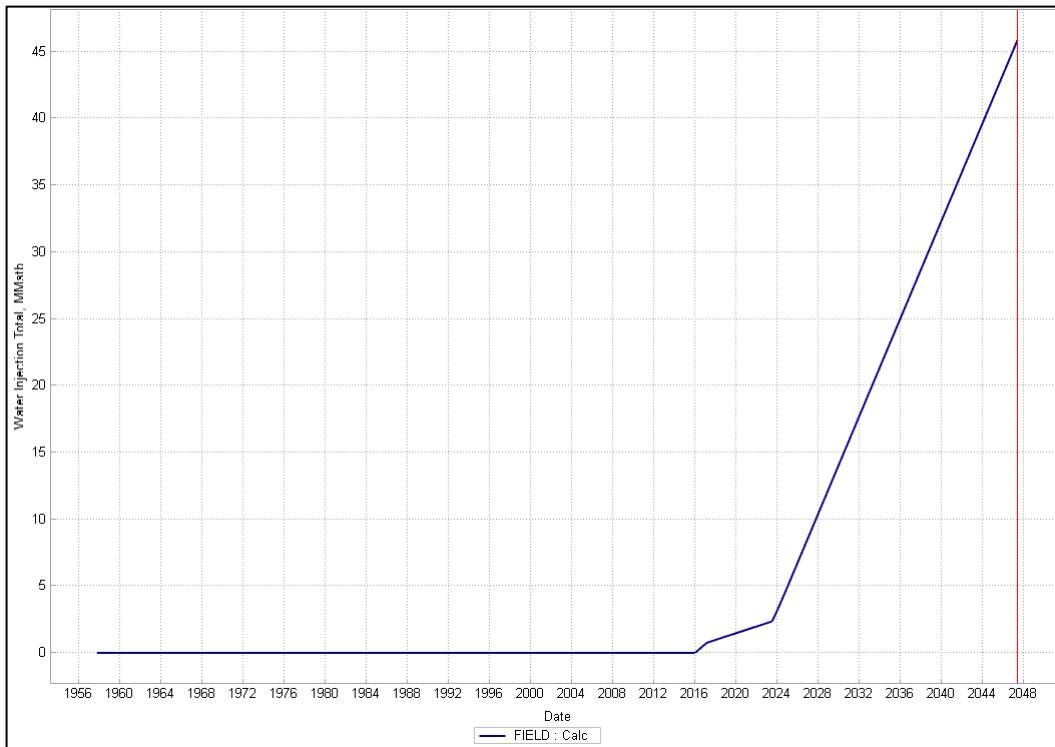


Gambar C.2. Data PVT Variant 2

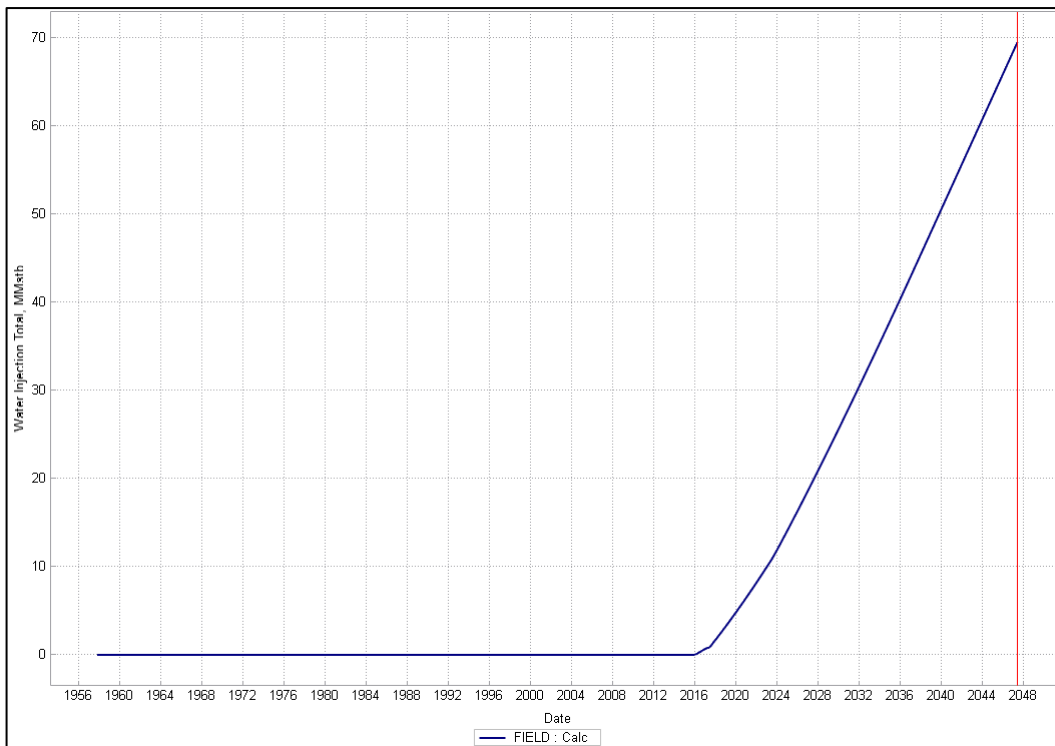


Gambar C.3. Data PVT Variant 3

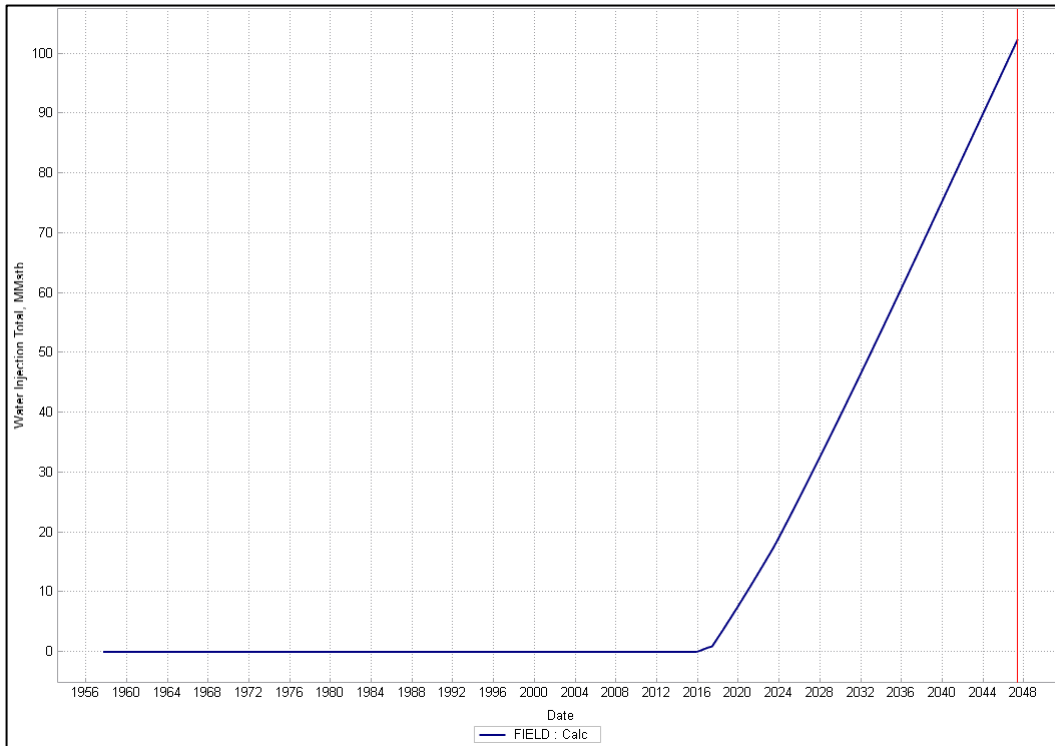
## Lampiran D *Water Injection Cumulative* Pada Lapangan “DNV”



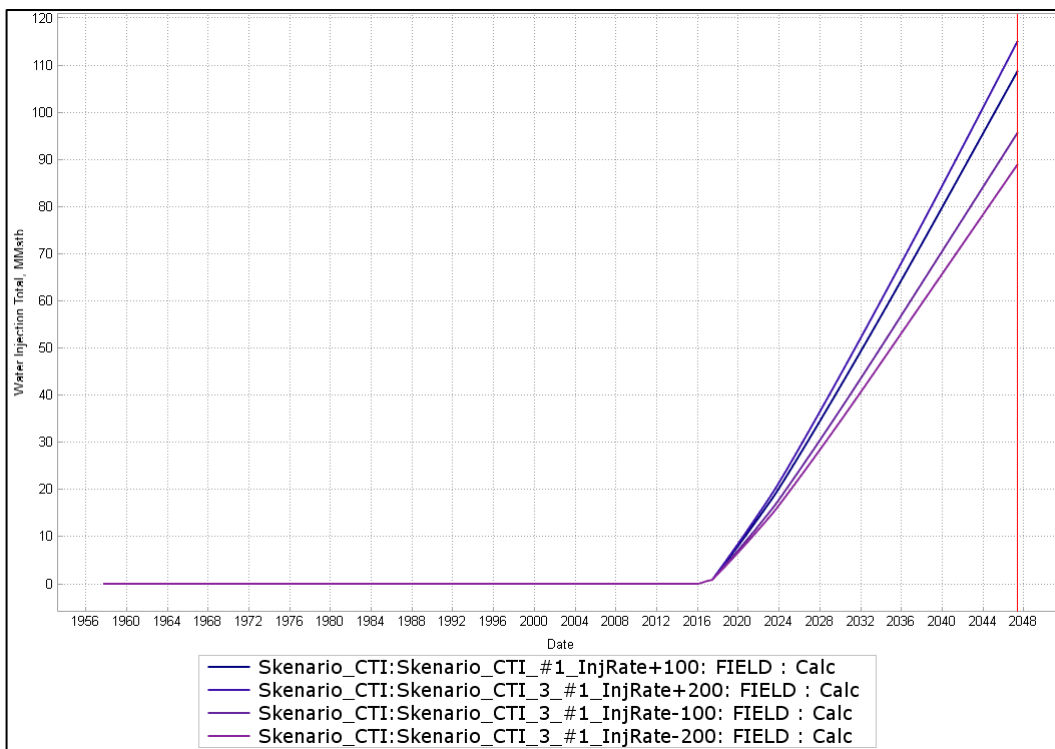
Gambar D.1. *Water Injection Cumulative* Skenario I-A



Gambar D.2. *Water Injection Cumulative* Skenario I-B



Gambar D.3. *Water Injection Cumulative* Skenario I-C



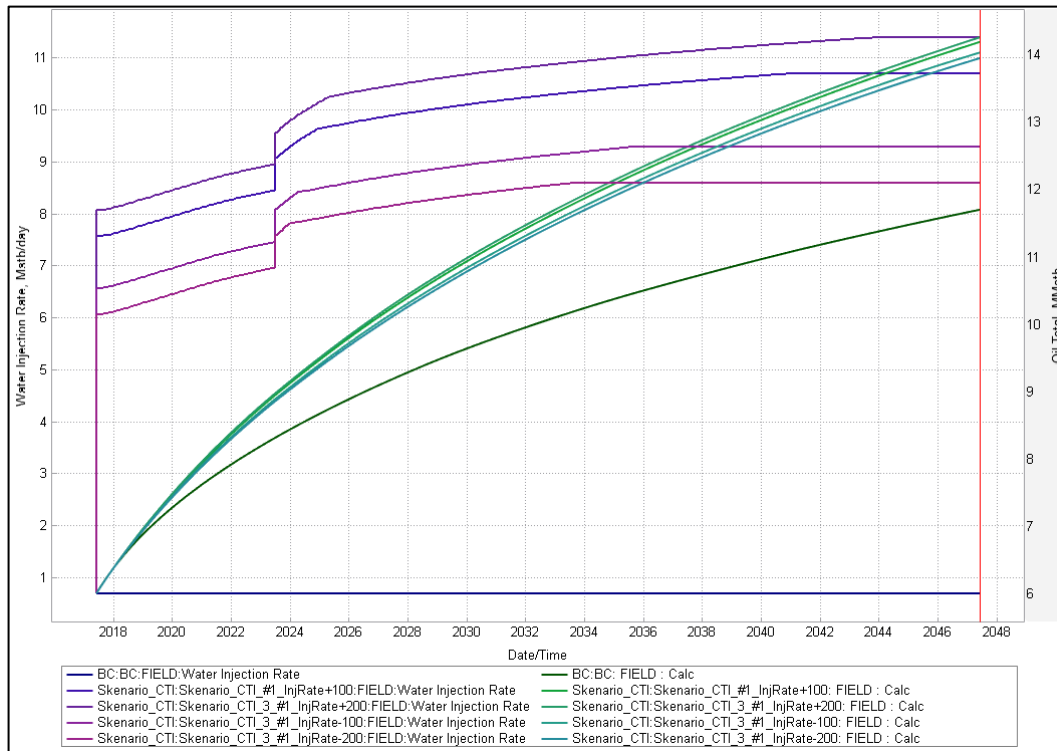
Gambar D.4. *Water Injection Cumulative* Skenario III

Lampiran E *Mobility Ratio*

Tabel E.1. Tabel SwBT *Mobility Ratio*

	<b>SwBT</b>	<b><i>Mobility Ratio</i></b>
<b>RT1</b>	0,24	5,582402592
<b>RT2</b>	0,25	5,582402592
<b>RT3</b>	0,29	5,582402592
<b>RT4</b>	0,48	5,582402592
<b>RT5</b>	0,36	5,582402592
<b>RT6</b>	0,58	12,96973411
<b>RT7</b>	0,69	12,96973411
<b>RT8</b>	0,23	20,20842586
<b>RT9</b>	0,25	20,20842586
<b>RT10</b>	0,29	20,20842586
<b>RT11</b>	0,36	21,96653916
<b>RT12</b>	0,48	21,96653916
<b>RT13</b>	0,57	21,96653916
<b>RT14</b>	0,68	21,96653916

### Lampiran F Rate Injection vs Oil Rate Skenario III



Gambar D.4. Rate Injection vs Oil Rate Skenario III