

**PERENCANAAN *WATERFLOODING* PADA
LAPANGAN “AAN” LAPISAN “AB” UNTUK
MENINGKATKAN *RECOVERY FACTOR*
MENGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR**

SKRIPSI



Oleh

ABDI ATIRA NUGRAHA PUTRA PARINTAK

NIM: 113210174

**PROGRAM STUDI SARJANA TEKNIK PERMINYAKAN
JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL DAN ENERGI
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”
YOGYAKARTA
2026**

**PERENCANAAN *WATERFLOODING* PADA
LAPANGAN “AAN” LAPISAN “AB” UNTUK
MENINGKATKAN *RECOVERY FACTOR*
MENGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR**

SKRIPSI

Oleh

**ABDI ATIRA NUGRAHA PUTRA PARINTAK
NIM: 113210174**

**PROGRAM STUDI SARJANA TEKNIK PERMINYAKAN
JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL DAN ENERGI
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”
YOGYAKARTA
2026**

LEMBAR PENGESAHAN

PERENCANAAN *WATERFLOODING* PADA LAPANGAN “AAN” LAPISAN “AB” UNTUK MENINGKATKAN *RECOVERY FACTOR* DENGAN MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR

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

oleh

Abdi Atira Nugraha Putra Parintak
NIM: 113210174

Menyetujui

Yogyakarta, 2 Maret 2026

Dosen Pembimbing

 26
03

M.TH. Kristiati Eko Andreastuti, S.T.,M.T.

NIP. 19601205 199303 2 001

Koordinator Program Studi Sarjana Jurusan Teknik Perminyakan



Ir.Mia Verian Helmy, S.T.,M.T.,IPM.

NIP. 19831020 201903 2 012

PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Saya yang bertandatangan di bawah ini :

Nama : ABDI ATIRA NUGRAHA PUTRA PARINTAK

NIM : 113210174

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, 2 Maret 2026

Yang menyatakan .



Abdi Atira Nugraha Putra Parintak

HALAMAN PERSEMBAHAN

Karena masa depan sungguh ada, dan

Harapanmu tidak akan hilang

Amsal 23 : 18

Skripsi ini saya persembahkan untuk kebesaran Tuhan Yesus Kristus yang selalu memberikan pengharapan bagi saya bahkan pada saat saya dititik terendah sekalipun Tuhan Yesus tidak pernah meninggalkan saya.

Skripsi ini juga saya persembahkan untuk ayah, bunda, dan adek yang selalu mendukung dan mendokan bagaimanapun keadaan saya, keluarga terkasih, dan orang-orang baik yang selalu berada didekat saya selama menempuh pendidikan di Yogyakarta yang selalu memberikan semangat untuk menyelesaikan skripsi ini.

PRAKATA

Puji Syukur Kepada Tuhan Yesus Kristus atas berkat kemurahan dan pertolongan-NYA sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul **“Perencanaan *Waterflooding* Pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB” Untuk Meningkatkan *Recovery Factor* Menggunakan Simulasi Reservoir**“ pada skripsi ini penulis ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. Prof. Dr. Mohammad Irhas Effendi, M.S., selaku Rektor UPN “Veteran” Yogyakarta
2. Prof. Dr. Ir.R.M. Basuki Rahmad, M.T., selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral dan Energi
3. Dr. Ir. Boni Swadesi, S.T., M.T., IPU. selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta
4. Ir. Mia Ferian Helmy, S.T., M.T., selaku Koordinator Program Studi S1 Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta
5. M.Th.Kristiati Eko Andreastuti, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing yang selalu memberikan ilmu dan masukan
6. Mas Sahat Glenten Hutahaean, S.T., selaku pembimbing riset di PT. Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java*
7. Semua pihak yang telah membantu dalam pembuatan skripsi ini

Penulis menyadari skripsi ini masih memiliki banyak kekurangan, oleh karena itu penulis mengharapkan saran dan kritik yang dapat membangun.

Yogyakarta, 2 Maret 2026

ABDI ATIRA NUGRAHA PUTRA PARINTAK

ABSTRAK

PERENCANAAN *WATERFLOODING* PADA LAPANGAN “AAN” LAPISAN “AB” UNTUK MENINGKATKAN *RECOVERY FACTOR* MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR

Oleh
Abdi Atira Nugraha Putra Parintak
NIM: 113210174
(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Lapangan “AAN” merupakan salah satu Lapangan minyak yang terletak di perairan utara subang, Lepas Pantai Jawa Barat Utara. Secara regional Lapangan “AAN” merupakan bagian dari cekungan Jawa Barat Utara dan Sub-Cekungan Ardjuna. Reservoir utama pada Lapangan ini terletak pada formasi *Upper Cibulakan* dan Parigi, dimana Lapisan “AB” merupakan sasaran utama dalam melakukan simulasi reservoir. Lapangan ini terdapat 30 sumur yang mulai dilakukan produksi pada tahun 1972. Berdasarkan hasil simulasi pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB” mempunyai *Original Oil In Place* sebesar 115,25 MMSTB dan *Recovery Factor* sebesar 40,22 % dari nilai *Original Oil In Place*. Lapangan “AAN” Lapisan “AB” juga mempunyai nilai *Ultimate Recovery* sebesar 46,26 MMSTB dan *Remaining Reserves* sebesar 16,73 MMSTB.

Pada Simulasi Reservoir yang dilakukan pada penelitian ini dikerjakan dengan tahapan pengumpulan data berupa data geologi dan geofisik, data reservoir, data produksi, dan data penunjang. Pada data geologi dan geofisik didapatkan peta persebaran untuk model statik, sedangkan pada data reservoir didapatkan data PVT dan analisa core, lalu untuk data produksi didapatkan data laju produksi setiap sumur, dan untuk data penunjang didapatkan data perforasi. Lalu menginput data ke simulator dengan tahapan inisialisasi, *history matching*, dan dilanjutkan prediksi dengan berbagai skenario.

Pada tahap prediksi dilakukan penambahan sumur *waterflooding* dengan melakukan analisa pada peta *mobile oil in place* (MOIP) dan *Saturation Oil* (SOIL). Terdapat 3 skenario yang dilakukan pada Lapangan ini dengan Skenario terbaik yang dipilih adalah skenario 3A karena memiliki nilai kumulatif produksi dan *recovery factor* tertinggi diantara skenario lainnya.

Kata kunci: Simulasi, Reservoir, *Waterflooding*, *Recovery Factor*, *Mobile Oil In place*, *Saturation Oil*,

ABSTRACT

WATERFLOODING PLANNING IN THE “AAN” FIELD “AB” RESERVOIR LAYER TO IMPROVE RECOVERY FACTOR USING RESERVOIR SIMULATION

By

Abdi Atira Nugraha Putra Parintak

NIM: 113210174

(Petroleum Engineering Undergraduated Program)

The “AAN” Field is one of the oil fields located in the northern offshore area of Subang, Northwest Java Offshore. Regionally, the “AAN” Field is part of the Northwest Java Basin and the Ardjuna Sub-Basin. The main reservoirs in this field are located in the Upper Cibulakan and Parigi formations, where the “AB” layer is the primary target for reservoir simulation. This field comprises 30 wells that have been producing since 1972. Based on reservoir simulation results, the “AB” layer of the “AAN” Field has an Original Oil in Place (OOIP) of 115.25 MMSTB and a Recovery Factor of 40,22% of the Original Oil In Place. The “AB” layer also has an Ultimate Recovery of 46,26 MMSTB and Remaining Reserves of 16,73 MMSTB.

The reservoir simulation conducted in this study was carried out through several stages, beginning with data collection, which included geological and geophysical data, reservoir data, production data, and supporting data. Geological and geophysical data were used to generate distribution maps for the static model, while reservoir data included PVT data and core analysis. Production data consisted of well production rates, and supporting data included perforation data. These data were then input into the simulator through the stages of initialization and history matching, followed by production forecasting using various scenarios.

During the prediction stage, additional waterflooding wells were implemented based on analysis of the Mobile Oil in Place (MOIP) and oil saturation (SOIL) maps. Three development scenarios were evaluated in this field, with Scenario 1A selected as the optimal scenario due to its highest cumulative oil production and recovery factor compared to the other scenarios.

Keywords: Simulation, Reservoir, Waterflooding, Recovery Factor, Mobile Oil In Place, Saturation Oil

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH.....	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN	iv
PRAKATA	v
ABSTRAK	vi
<i>ABSTRACT</i>	vii
DAFTAR ISI.....	1
DAFTAR GAMBAR.....	4
DAFTAR TABEL	7
DAFTAR LAMPIRAN	8
DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG	9
BAB I PENDAHULUAN.....	10
1.1. Latar Belakang.....	10
1.2. Rumusan Masalah.....	11
1.3. Maksud dan Tujuan	12
1.4. Batasan Masalah	12
1.5. Lokasi Penelitian.....	12
1.5.1. Tinjauan Lapangan	12
1.5.2. Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Barat Utara.....	13
1.5.3. <i>Petroleum System</i> Cekungan Jawa Barat Utara.....	15
1.6. Luaran Penelitian	18
1.7. Manfaat Penelitian	18
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN LANDASAN TEORI.....	19
2.1. Simulasi Reservoir	19
2.2. Konsep Simulasi Reservoir.....	20
2.3. Tujuan Simulasi Reservoir.....	20
2.4. Waterflooding	21
2.5. Konsep Waterflooding.....	28

2.6.	Optimasi Waterflooding	30
2.7.	Perencanaan Waterflooding.....	32
2.8.	Efisiensi Kinerja Waterflooding	33
2.9.	Perhitungan Recovery Factor dan Cadangan sisa.....	35
2.10.	Tahapan Dasar Simulasi Reservoir	36
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		47
3.1.	Metode Penelitian	47
3.2.	Tahapan Penelitian.....	47
BAB IV PENGOLAHAN DAN PENYAJIAN DATA		50
4.1.	Pengolahan Data PVT.....	50
4.2.	Phase Envelope	55
4.3.	Pengolahan Data <i>Routine Core Analisis</i> dan <i>Spesial Core Analisis</i>	58
4.3.1.	<i>Routine Core Analisis</i>	58
4.3.2.	<i>Spesial Core Analisis</i>	59
4.4.	Analisa Model Simulasi Reservoir	63
4.5.	Model Geologi	64
4.6.	Analisa Drive Mechanism	69
4.7.	Recovery Factor dan Cadangan	70
4.8.	Inisialisasi	72
4.9.	History Matching	74
4.10.	Persiapan Forecasting	79
4.10.1.	Penentuan <i>Constraint</i> sumur	79
4.10.2.	Penentuan Minimum BHP.....	79
4.10.3.	<i>Production Forecasting</i>	79
4.11.	Forecasting	79
4.12.	Skenario 1	79
4.12.1.	Skenario 2A.....	86
4.12.2.	Skenario 2B	89
4.13.	Skenario 3A.....	93
4.14.	Skenario 3B	97
BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN		102
5.1.	Tinjauan Umum Lapangan	102
5.2.	Pengolahan Data	102
5.3.	Analisa Model Simulasi Reservoir	103

5.4.	Inisialisasi	103
5.5.	<i>History Matching</i>	104
5.6.	Prediksi (<i>forecasting</i>).....	105
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN.....		106
6.1.	Kesimpulan	106
DAFTAR PUSTAKA.....		107
LAMPIRAN.....		109

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1. 1. Letak Geografis Lapangan "AAN" (PHE ONWJ)	13
Gambar 1. 2. Stratigrafi Regional Cekungan North West Java	14
Gambar 1. 3. Petroleum System Cekungan Jawa Barat Utara	16
Gambar 2. 1. Water Drive (Ahmed, 2019)	23
Gambar 2. 2. Solution/Depletion Gas Drive	24
Gambar 2. 3. Gas Cap Drive (Ahmed, 2019)	25
Gambar 2. 4. Drainage/Segregation drive (Ahmed, 2019)	25
Gambar 2. 5. Combination Drive (Ahmed, 2019)	26
Gambar 2. 6. Contoh Penentuan Drive Mechanism metode Ganesh Thakur .	27
Gambar 2. 7. Contoh penentuan Drive Mechanism metode Drive Index	28
Gambar 2. 8. . Proses terjadinya Zona Transisi oleh	29
Gambar 2. 9. Mekanisme Waterflooding (Subagya, 2012)	29
Gambar 2. 10. Pola normal Four Spot (Craig, 1971)	30
Gambar 2. 11. Pola normal five spot dan inverted five spot	31
Gambar 2. 12. Pola normal seven spot dan	31
Gambar 2. 13. Pola normal nine spot dan	32
Gambar 2. 14. Pola Peripheral Pattern	32
Gambar 2. 15. Gambar contoh penentuan Rock Region	39
Gambar 2. 16. Contoh Kurva Normalisasi Permeabilitas	40
Gambar 2. 17. Contoh Contoh Kurva Denormalisasi	41
Gambar 2. 18. Contoh Kurva Normalisasi Permeabilitas	42
Gambar 2. 19. Contoh Kurva Denormalisasi Permeabilitas	43
Gambar 2. 20. Contoh Kurva Tekanan Kapiler	44
Gambar 3. 1. Flowchart Proses Studi Simulasi Reservoir	49
Gambar 4. 1. Relative volume terhadap fungsi tekanan	52
Gambar 4. 2. Grafik Kelarutan Gas Pada Minyak (Rs)	53
Gambar 4. 3. Grafik Faktor Volume Formasi Minyak (Bo)	54
Gambar 4. 4. Grafik Oil Density Terhadap Fungsi Tekanan	55
Gambar 4. 5. Diagram Fasa Fluida	56

Gambar 4. 6. Fluid Type	57
Gambar 4. 7 Grafik Penentuan Rock Region Lapangan “AAN”	58
Gambar 4. 8. Kurva Permeabilitas Relatif Lapangan “AAN”	61
Gambar 4. 9. Kurva Permeabilitas Relatif Lapangan “AAN”	63
Gambar 4. 10. Peta Isoporositas.....	65
Gambar 4. 11. Peta Isopermeabilitas.....	66
Gambar 4. 12. Peta Isosaturasi minyak.....	67
Gambar 4. 13. Peta Isosaturasi Air.....	68
Gambar 4. 14. Peta Pressure	69
Gambar 4. 15. Grafik Drive Mechanism Lapangan “AAN”	70
Gambar 4. 16. Kurva Pc vs Sw Region 1 – 4 Sebelum Inisialisasi.....	73
Gambar 4. 17. Kurva Pc vs Sw Region 1 – 4 Setelah Inisialisasi.....	73
Gambar 4. 18. Kurva First Run History Matching Lapangan “AAN”	75
Gambar 4. 19. Kurva Pressure First Run	75
Gambar 4. 20. Kurva Hasil History Matching Lapangan “AAN”	76
Gambar 4. 21. Kurva Pressure Hasil History Matching.....	77
Gambar 4. 22. Kurva Crossplot pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB”	78
Gambar 4. 23. Peta Sumur existing Lapangan Minyak “AAN”	80
Gambar 4. 24. Rate dan cumulative produksi minyak skenario basecase	81
Gambar 4. 25. Rate dan Cumulative Produksi Air Skenario Basecase.....	81
Gambar 4. 26. watercut skenario basecase.....	82
Gambar 4. 27. Peta Mobile Oil In Place (Moip)	83
Gambar 4. 28. Peta Saturation Oil (Soil)	84
Gambar 4. 29. Peta Oil Potential Unit (Opu)	85
Gambar 4. 30. Peta Permeability.....	86
Gambar 4. 31. Letak Sumur Reopening Pada	87
Gambar 4. 32. Letak Sumur Reopening Pada Parameter Pressure	88
Gambar 4. 33. Grafik Kumulatif Produksi Oil.....	89
Gambar 4. 34. Grafik Kumulatif Produksi Oil dan	91
Gambar 4. 35. Pengerjaan Reperforation Pada Sumur AB-3ST	92
Gambar 4. 36. Hasil Scatter Plot Pada Lapangan “AAN”	93
Gambar 4. 37. Grafik Kumulatif Produksi Oil dan	94

Gambar 4. 38. Letak Sumur Injection Waterflooding Berdasarkan.....	95
Gambar 4. 39. Letak Sumur Injection Waterflooding Berdasarkan.....	96
Gambar 4. 40. Streamline Pergerakan fluida pada Skenario 3A.....	97
Gambar 4. 41. Grafik Kumulatif Produksi Oil dan Watercut	99
Gambar 4. 42. Letak Sumur Injection Waterflooding Berdasarkan.....	100
Gambar 4. 43. Streamline Pergerakan fluida pada Skenario 3B.....	101

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 2. 1. Contoh Tabulasi <i>End-Point</i> Data Pada sistem Air-Minyak.....	39
Tabel 2. 2. Contoh Tabulasi <i>End-Point</i> Data pada Sistem Minyak-Gas.....	41
Tabel 4. 1. Komposisi Fluida Hidrokarbon.....	50
Tabel 4. 2. Tabulasi Data Constant Component Expansion.....	51
Tabel 4. 3. Tabulasi Data Differential Liberation Expansion	53
Tabel 4. 4. Hasil Klasifikasi Rock Region Lapangan “AAN” (PHE ONWJ). 59	59
Tabel 4. 5. Nilai End-Point pada Lapangan “AAN” (PHE ONWJ).....	60
Tabel 4. 6. Nilai End Point Pada Lapangan “AAN”	62
Tabel 4. 7. Deskripsi model Reservoir Pada Lapangan “AAN”	64
Tabel 4. 8. Tabulasi Data Drive Mechanism.....	70
Tabel 4. 9. Data perhitungan RF J.J.Arps	71
Tabel 4. 10. Hasil Inisialisasi pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB”	72
Tabel 4. 11. Hasil First Run History Matching Lapangan “AAN”	74
Tabel 4. 12. Hasil History Matching Lapangan “AAN” Lapisan “AB”	76
Tabel 4. 13. Summary Skenario Pada Lapangan “AAN”	79
Tabel 4. 14. Hasil Prediksi Skenario 2A Pada Lapangan “AAN”	88
Tabel 4. 15. Tabulasi perpindahan Perforasi.....	90
Tabel 4. 16. Hasil Prediksi Skenario 2B Pada Lapangan “AAN”	90
Tabel 4. 17. Data Sumur Convert To Injection.....	93
Tabel 4. 18. Hasil Prediksi Skenario 3A Pada Lapangan “AAN”	97
Tabel 4. 19. Hasil Prediksi Skenario 3B Pada Lapangan “AAN”	101

DAFTAR LAMPIRAN

	Halaman
Lampiran A. DATA PVT LAPANGAN “AAN” LAPISAN “AB”	110
Lampiran B. GRAFIK PC INITIAL LAPANGAN”AAN” LAPISAN “AB”. .	111
Lampiran C. TABEL DATA PC VS SW INITIAL LAPANGAN “AAN”	111
Lampiran D. Well Section Waterflooding Skenario 1A Lapangan “AAN” ...	113

DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG

SINGKATAN		Halaman
OOIP	Original Oil In Place	24
RF	Recovery Factor	22
UR	Ultimate Recovery	31
RR	Remaining Reserves	2
RS	Kelarutan Gas Dalam Minyak	27
BO	Faktor Volume Formasi Minyak	31
STB	Stock Tank Barrel	18
MSTB	Milion Stock Tank Barrel	26
MMSTB	Milion Milion Stock Tank Barrel	24
GOR	Gas Oil Ratio	26
WOR	Water Oil Ratio	26
Cp	Centipoise	18
Np	Cumulative oil	24
P	Pressure	24
Pi	Pressure Initial	24
WDI	Water Drive Index	25
DDI	Depletion Drive Index	25
SDI	Solution Drive Index	25
Pb	<i>Bubble Point Pressure</i>	55
LAMBANG		
Ø	Porositas	33
μ	Viskositas	33

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Lapangan “AAN” merupakan lapangan minyak *offshore* yang dikelola oleh PT. Pertamina Hulu Energi (PHE) ONWJ dan telah berproduksi sejak November 1972 hingga sekarang. Secara administratif, Lapangan “AAN” terletak pada lepas Pantai Utara Jawa Barat yang mencakup area Kepulauan Seribu sampai sebelah Utara Cirebon. Lapangan “AAN” memiliki reservoir utama pada Formasi Upper Cibulakan dengan Lithologi dominan Sandstone. Pada Formasi Upper Cibulakan, terdapat 7 lapisan.

Seiring dengan lamanya periode produksi, tekanan reservoir mengalami penurunan yang berdampak pada menurunnya laju produksi minyak. Mekanisme tenaga dorong (*drive mechanism*) yang pada awalnya mendukung produksi menjadi semakin tidak efektif, sehingga perolehan minyak kumulatif belum mampu mencapai *Recovery Factor* (RF) yang direncanakan. *Recovery Factor* yang direncanakan yaitu 40,22% dan harga *Ultimate Recovery* sebesar 46,26 MMSTB dari total *Original Oil In Place* (OOIP) sebesar 115 MMSTB. Sementara kumulatif yang baru diproduksi pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB” sebesar 29,5 MMSTB. Kondisi ini juga mengindikasikan masih terdapat *Remaining Reserve* (RR) sebesar 16,73 MMSTB di dalam reservoir, namun belum dapat diproduksi secara optimal akibat keterbatasan energi alami reservoir.

Untuk meningkatkan faktor perolehan (*Recovery Factor*) dan mencapai RR yang telah ditetapkan, diperlukan penerapan metode perolehan tahap lanjut (*secondary recovery*). Salah satu metode yang umum digunakan adalah injeksi air (*waterflooding*), yaitu proses menginjeksikan air ke dalam reservoir guna mempertahankan tekanan serta mendorong minyak menuju sumur produksi. Metode ini dipilih karena ketersediaan air yang melimpah, kemudahan operasional, serta kemampuannya dalam meningkatkan efisiensi penyapuan (*sweep efficiency*) pada reservoir Batupasir.

Dalam penerapannya, keberhasilan *waterflooding* sangat dipengaruhi oleh pola injeksi yang digunakan. Pemilihan dan optimasi pola injeksi menjadi faktor kunci dalam memaksimalkan distribusi tekanan dan efisiensi penyapuan, sehingga peningkatan RF dapat dicapai dan *Remaining Reserve* dapat dikonversi menjadi cadangan terproduksi.

Berdasarkan kondisi tersebut, diperlukan kajian terhadap skenario pengembangan dan optimasi pola *waterflooding* pada Lapangan “AAN” guna mengevaluasi pengaruhnya terhadap peningkatan RF serta pencapaian RR yang telah ditetapkan. Pada sumur minyak yang seiring waktu mengalami penurunan tekanan reservoir, sebagian perolehan minyak dengan tenaga dorong alamiah relatif kurang efektif hal ini dikarenakan hanya sebagian minyak saja yang dapat terproduksi akibat penurunan tekanan dan terbatasnya tenaga dorong alamiah.

Injeksi air (*Waterflooding*) merupakan perolehan minyak tahap *secondary recovery* dengan menginjeksikan air kedalam reservoir yang bertujuan menyapu minyak yang masih terperangkap kedalam reservoir (Nt et al., 2015). *Waterflooding* banyak digunakan dalam industri minyak, karena *waterflooding* mempunyai banyak keuntungan daripada metode perolehan *secondary recovery* yang lainnya, diantaranya yaitu Air tersedia dalam jumlah yang melimpah, Air relatif mudah diinjeksikan, Air mampu menyebar melalui Formasi, Air lebih efisien dalam mendesak minyak.

Injeksi air (*waterflooding*) memiliki pola injeksi tertentu yang dilakukan dengan pola tertentu hal ini dilakukan untuk memaksimalkan optimasi dari pada injeksi air. Penentuan pola injeksi antara lain *Periperal flooding* yaitu pola injeksi yang dilakukan dengan sumur-sumur injeksi diluar batas-batas zona minyak (*oil bearing countur*) dan *Pattern flooding* yaitu pola sumur injeksi dan sumur produksi yang mengikuti pola tertentu.

1.2. Rumusan Masalah

Rumusan masalah yang dapat diangkat dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Apa pola injeksi air paling optimum untuk meningkatkan *recovery factor*?

2. Berapa Tekanan Injeksi Air yang paling optimum untuk meningkatkan *Recovery Factor*?
3. Berapa laju Injeksi Air dan *bottom hole pressure* yang paling optimum untuk meningkatkan *recovery factor*?
4. Apa skenario Injeksi Air yang terbaik berdasarkan pola injeksi untuk diterapkan guna meningkatkan *Recovery factor*?

1.3. Maksud dan Tujuan

Maksud dari penulisan skripsi ini adalah untuk melakukan perencanaan penambahan sumur *waterflooding* menggunakan simulasi reservoir yang bertujuan meningkatkan *recovery factor* pada Lapangan “AAN”.

Tujuan dari penulisan skripsi ini adalah untuk menambah sumur injeksi yang optimal menggunakan pola injeksi, rate injeksi, serta tekanan injeksi dan pengaruh penambahan sumur injeksi *Waterflooding* yang dapat meningkatkan *Recovery Factor* pada lapangan minyak menggunakan simulasi reservoir.

1.4. Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penulisan Tugas Akhir ini Adalah sebagai berikut :

1. Analisis efek *waterflooding* terbatas di injeksi rate pada sumur *existing*
2. Data analisa core yang digunakan adalah data sekunder.
3. Berfokus pada peningkatan kumulatif produksi dan *recovery factor* sebagai indikator utama keberhasilan metode *waterflooding*.
4. Tidak memperhitungkan aspek keekonomian.

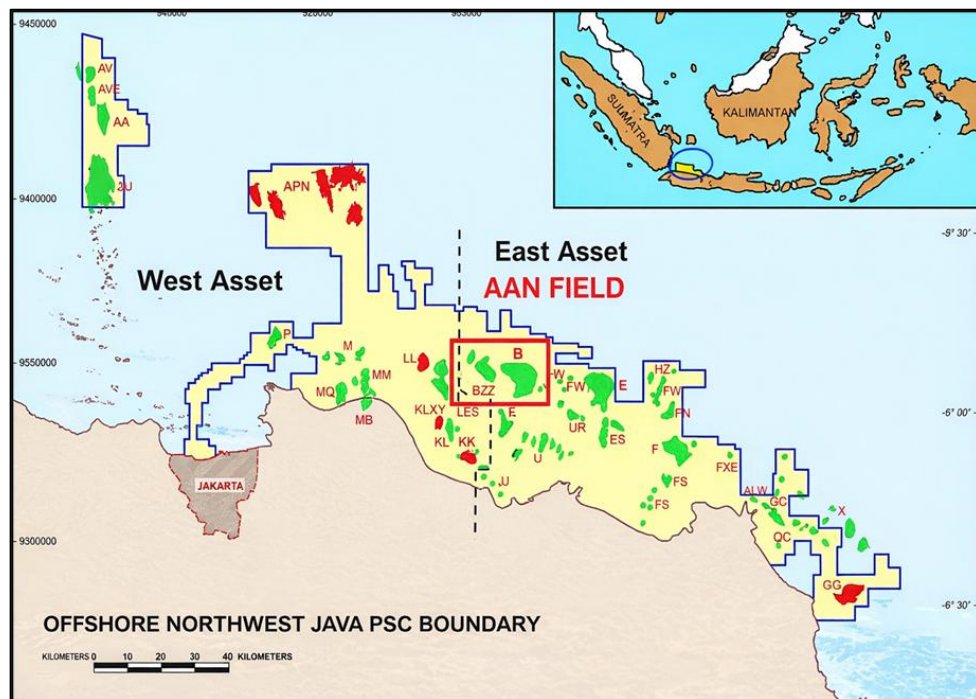
1.5. Lokasi Penelitian

Lokasi Penelitian Lapangan “AAN” terletak pada wilayah kerja Lapangan Bravo yang dikelola oleh PT Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java* (ONWJ). Penelitian ini dilakukan selama 2 bulan 14 hari terhitung sejak 25 Agustus 2025 – 14 Oktober 2025 pada kantor yang berpusat di Jakarta.

1.5.1. Tinjauan Lapangan

Lapangan “AAN” merupakan lapangan minyak dan gas bumi yang dikelola oleh Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java* (PHE ONWJ). Lapangan “AAN”

termasuk kedalam *Offshore* dangkal dengan kedalaman laut sekitar 40 – 60 ft dan berada tidak jauh dari lapangan ardjuna dan E-main. Secara geologi, lapangan “AAN” dikembangkan pada interval Formasi Cibulakan atas (*Upper* Cibulakan Formation) yang tersusun atas Lithologi Sandtone (Batupasir) dengan selingan dengan Serpih (Shale). Batupasir (Sandstone) sebagai Reservoir utama dan Serpih (Shale) sebagai batuan penutup (cap rock). Secara Geografis Lapangan “AAN” dapat dilihat pada **Gambar 1.1**.

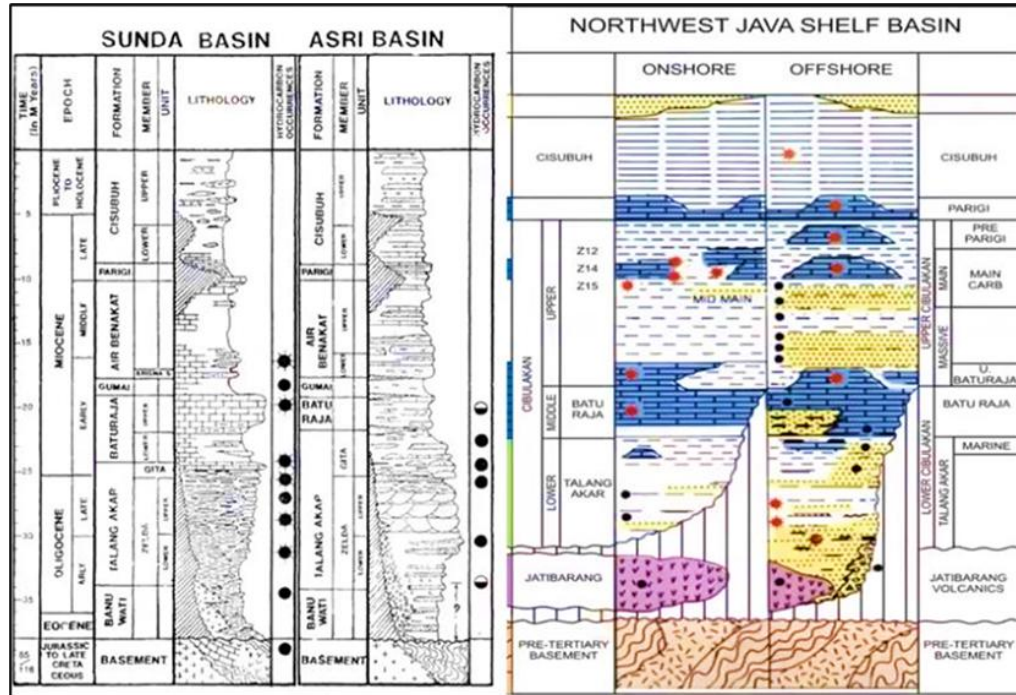


Gambar 1. 1. Letak Geografis Lapangan "AAN" (PHE ONWJ)

1.5.2. Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Barat Utara

Berdasarkan kolom Stratigrafi yang diberikan, berikut merupakan Formasi pada lapangan “AAN” dari yang tertua sampai yang termuda. Lapangan “AAN” menembus Formasi Jatibarang, Formasi Cibulakan bawah, Formasi Cibulakan tengah, Formasi Cibulakan atas, Formasi Parigi, dan Formasi Cisubuh. seperti pada **Gambar 1.2** dibawah. Formasi Jatibarang umumnya tersusun oleh batuan Vulkanik dan Sedimen Klastik yang berperan sebagai Basement atau Batuan dasar beberapa Struktur. Sementara itu, Formasi Cibulakan atas dikenal sebagai interval Reservoir utama yang didominasi oleh Batupasir dengan karakteristik Petrofisika yang mendukung akumulasi Hidrokarbon. Formasi Parigi yang tersusun atas

Batugamping Karbonat juga berpotensi sebagai Reservoir Sekunder, sedangkan Formasi Cisubuh berperan sebagai batuan penutup Regional yang menjaga akumulasi Hidrokarbon tetap terperangkap.



Gambar 1. 2. Stratigrafi Regional Cekungan North West Java (Geologi Minyak Dan Gas, n.d.)

1. Basement (Pra Tersier)

Batuan dasar atau basement pada cekungan *north west java* yaitu batuan beku dan batuan metamorf yang terbentuk dari hasil aktivitas vulkanik. Basement merupakan tempat formasi jatibarang dan formasi di atasnya tersedimentasi.

2. Formasi Jatibarang (Eosen – Oligosen awal)

Pengendapan awal pada cekungan *north west java* dimulai pada Eosen sampai oligosen awal. Formasi ini terdiri dari tufa dan breksi. Pada formasi ini juga ditemukan minyak dan gas pada beberapa tempat rekahan-rekahan *tuff*.

3. Formasi Cibulakan Bawah (Oligosen akhir – miosen awal)

Selama evolusi tektonik, diikuti lingkungan pengendapan Fluvial pada formasi ini. Formasi cibulakan bawah tersusun oleh karbonat yang diselingi serpih, batupasir, dan Batubara. Formasi Cibulakan Bawah ekuivalen dengan formasi talang akar.

4. Formasi Cibulakan Tengah (Miosen Awal)

Pengendapan pada formasi Cibulakan Tengah yaitu pada Miosen awal yang terbentuk pada laut dangkal. Formasi Cibulakan Tengah tersusun oleh batugamping dan formasi ini ekuivalen dengan formasi baturaja.

5. Formasi Cibulakan Atas (Miosen Awal – Tengah)

Pengendapan pada Formasi Cibulakan atas yaitu pada Miosen Awal sampai Miosen Tengah. Pada Formasi Cibulakan atas tersusun oleh Batupasir, Serpih, dan Batugamping. Formasi Cibulakan atas merupakan Reservoir utama dari lapangan “AAN”.

6. Formasi Paringi (Miosen Tengah – Akhir)

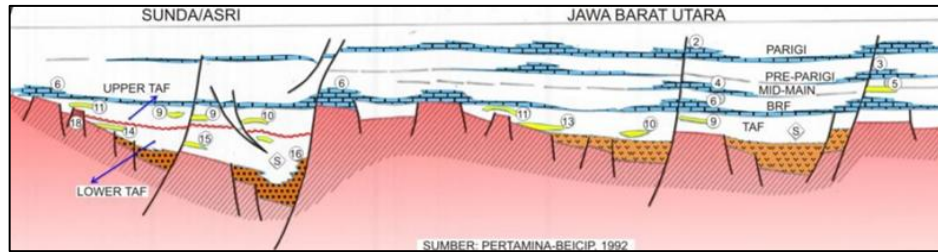
Pengendapan pada formasi Paringi yaitu pada Miosen Akhir. Terendapkan secara selaras di atas Formasi Cibulakan Atas dan tersusun atas Batugamping, namun di beberapa tempat ketebalannya menipis. Lingkungan pengendapan pada Formasi Paringi ini yaitu laut dangkal.

7. Formasi Cisubuh (Miosen Akhir - Pliosen - Pleistosen)

Formasi Cisubuh terendapkan secara selaras diatas Formasi Paringi. Lithologi penyusun dari Formasi Cisubuh yaitu Batulempung. Formasi Cisubuh terendapkan pada lingkungan laut dangkal. Umur formasi ini kala Miosen akhir sampai Pliosen – Pleistosen.

1.5.3. *Petroleum System* Cekungan Jawa Barat Utara

Wilayah cekungan Jawa Barat Utara merupakan penghasil minyak dan gas terbesar di Indonesia. Pada cekungan ini terdapat 14 sub-cekungan yang semuanya mengandung sumber petroleum yang terbukti dan terduga dengan 10 sistem petroleum aktif yang menjadi sumber bagi munculnya lebih dari 150 lapangan minyak dan gas. Model *Petroleum System* cekungan Jawa Barat Utara ditunjukkan pada **Gambar 1.3**.



Gambar 1. 3. Petroleum System Cekungan Jawa Barat Utara
(PERTAMINA-BEICIP,1992)

a. Batuan Induk (*Source Rock*)

Pada Cekungan Jawa Barat Utara terdapat 3 tipe batuan induk, *Shale* lakustrin yang cenderung menghasilkan minyak, Batubara dan *Shale* yang bersifat *fluvio-deltaic* yang cenderung menghasilkan minyak dan gas, dan Batulempung Marine yang cenderung menghasilkan gas yang berasal dari aktivitas bakteri.

1. *Shale* lakustrin

Pada batuan induk tipe *Shale* lakustrin terbentuk pada periode *syn rift*. Tipe ini merupakan batuan induk dengan sumber minyak yang sangat baik. Terdapat 2 fasies yang kaya dengan kandungan organik pada siklus *syn-rift*. Fasies pertama diendapkan pada awal pengisian *rifting* yaitu *shale* Banuwati pada formasi Jatibarang. Fasies kedua diendapkan pada fase akhir Sedimentasi *syn-rift* yang terdapat pada Formasi Talang Akar Bawah yang dicirikan dengan Batupasir kasar non-laut dengan perselingan Batupasir yang lebih halus.

2. Batubara dan *Shale*

Pada batuan induk dengan tipe Batubara dan *shale* terdapat pada Formasi Talang akar atas yang diendapkan pada fase *post rift sag* pada oligosen akhir dan menjadi batuan induk untuk Hidrocarbon di cekungan ketika mencapai temperature kematangan yang optimum.

3. Batulempung marine

Pada Batuan induk dengan tipe Batulempung marine, terdapat pada Formasi Parigi dan Cisubuh yang menghasilkan gas karena proses *metahanigenic bacteria*.

b. Reservoir

Reservoir pada cekungan Jawa Barat Utara memiliki sebaran yang luas serta beragam mulai dari Formasi Jatibarang hingga Formasi Parigi yang terdiri dari

porositas yang bervariasi (Bishop,2000). Reservoir tertua terdapat pada Formasi Jatibarang (Eosen – Oligosen awal) yang tersusun atas batuan vulkanoklastik. Rekahan sekunder pada batuan ini memungkinkan terbentuknya basement Reservoir yang produktif(Koesoemadinata,2020). Diatas nya, yaitu Formasi Cibulakan bawah yang ekuivalen dengan Formasi Talangakar berupa Reservoir Batupasir kuarsa berporositas tinggi yang diendapkan pada lingkungan *fluvial-deltaik* (Noble et al,1997). Reservoir berikutnya yaitu terdapat pada Formasi Cibulakan atas (Miosen Awal – Tengah), terdiri atas Batupasir dan karbonat yang menjadi target pada Formasi utama (Bishop,2000). Selain itu, pada Formasi Baturaja dan Parigi (Miosen Tengah – Akhir) membentuk reservoir karbonat sekunder dengan porositas tinggi akibat pelarutan dan pengembangan terumbu (Geologi Minyak Dan Gas, n.d.).

c. Batuan Penutup (Cap Rock)

Cap rock pada cekungan Jawa Barat Utara merupakan serpih yang terbentuk pada fase *Post-rift* (Bishop,2000). Formasi Cibulakan Bawah dan cisubuh merupakan Formasi yang banyak mengandung Caprock. Kehadiran lapisan Serpih yang tebal dapat dengan efektif menahan migrasi vertical hidrokarbon dari Reservoir dibawahnya.

d. Perangkap (Trap)

Tipe perangkap utama pada Cekungan Jawa Barat Utara yaitu Struktural. Perangkap Struktural tersebut berupa antiklin dan blok sesar (Noble et al., 1997). Selain itu, terdapat juga perangkap karbonat (*reefal trap*) yang terdapat pada Formasi Baturaja dan Parigi, yang terbentuk akibat pertumbuhan. Beberapa perangkap Stratigrafi juga ditemukan terutama pada *Pinch-out* Batupasir Formasi Talangakar dan perubahan Fasies di Cibulakan atas.

e. Migrasi (Migration)

Migrasi Hidrokarbon pada Cekungan Jawa Barat Utara terjadi melalui 2 mekanisme utama yaitu pada migrasi lateral dan migrasi vertikal. Migrasi lateral terjadi melalui lapisan berporositas tinggi pada Batupasir Formasi Talangakar dan Cibulakan atas (Noble et al., 1997). Migrasi vertical terjadi melalui zona-zona sesar aktif dan

rekahan Ketika reaktivitasi sesar membuka jalur permeable bagi Hidrokarbon untuk naik ke lapisan lebih muda (Bishop, 2000).

1.6. Luaran Penelitian

Pada Penelitian ini mendapatkan beberapa luaran penelitian sebagai berikut:

1. Model simulasi didapatkan berdasarkan data lapangan actual yang diharapkan dapat digunakan untuk perencanaan skenario penambahan sumur injeksi *Waterflooding*.
2. Perencanaan skenario penambahan sumur injeksi *Waterflooding* diharapkan dapat meingkatkan *Recovery Factor*.
3. Peningkatan *Recovery Factor* berdasarkan pola injeksi *Irreguler* yang telah ditentukan.

1.7. Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan memberikan manfaat sebagai berikut :

1. Memberikan kontribusi dan referensi di bidang Teknik Perminyakan khususnya dalam kajian simulasi reservoir untuk mengetahui pengembangan lapangan dengan perencanaan penambahan sumur *Waterflooding* pada lapangan “AAN” Lapisan “AB”
2. Dari sisi akademis, hasil penelitian ini dapat menjadi bahan ajar dan referensi bagi mahasiswa maupun peneliti yang melakukan studi atau praktik simulasi reservoir.
3. Bagi institusi Pendidikan, penelitian ini diharapkan dapat memperkaya literatur akademik serta mendukung pengembangan kurikulum dan penelitian lanjutan dalam bidang simulasi Reservoir.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN LANDASAN TEORI

2.1. Simulasi Reservoir

Simulasi Reservoir adalah suatu proses pembuatan model 3 dimensi dari suatu reservoir dengan mengintegrasikan beberapa data yang tersedia, seperti data geologi, petrofisik, reservoir hingga produksi. Simulasi reservoir memiliki peran penting dalam kegiatan pengembangan lapangan. Simulasi reservoir digunakan untuk mengevaluasi kondisi reservoir serta merencanakan skenario untuk pengembangan lapangan (Moussavizadegan et al., 2010).

Simulasi reservoir dapat digunakan menggunakan simulator berupa *software* yang biasanya digunakan dalam industri minyak dan gas. Terutama bagi seorang reservoir *engineer*, dimana merupakan standart menggunakan *software* simulasi reservoir dalam membuat desain pengembangan lapangan baik itu tahap primer, sekunder, hingga tahap tersier. Dengan menggunakan software simulasi reservoir tersebut, dapat diperkirakan kinerja reservoir dapat dilakukan sebelum desain pengembangan lapangan tersebut diaplikasikan pada reservoir di lapangan sebenarnya. Secara umum, Simulator dibagi atas *black oil*, *compositional*, dan *thermal* (Pamungkas, 2011). Pembagian simulator tersebut berdasarkan aliran fluida, massa, dan perpindahan panas. Maka jenis simulator dapat dibedakan menjadi :

1. *Black Oil* Simulator

Simulator *Black Oil* adalah simulator konvensional yang biasanya digunakan untuk kondisi *isothermal*, dimana temperature didalam reservoir tetap konstan walaupun pressure reservoir naik atau menurun. Pada model *black oil* juga menunjukkan bahwa jenis cairan homogen dan tidak dilihat berdasarkan komposisi kimiawinya tetapi berdasarkan fasanya atau komponennya yaitu Fasa air, minyak, dan gas. Berdasarkan fasa fluida yang mengalir simulator *black oil* dapat dibedakan menjadi *single phase* (hanya gas atau minyak yang mengalir), *two phase* (minyak-air, minyak-gas atau gas-air yang mengalir), dan *three phase* (gas-minyak-air yang mengalir). Lalu juga dapat dibedakan

berdasarkan arah alirannya, yaitu *1-Dimensional Linear* atau radial (fluida mengalir dalam satu arah), *2-Dimensional Areal* atau *Cross-sectional* (fluida mengalir dalam arah x-y, x-z, dan r-z), dan *3-Dimensional* (fluida yang mengalir dalam arah x-y-z).

2. *Compositional* Simulator

Simulator *Compositional* adalah simulator yang digunakan ketika memperhitungkan variasi komposisi fasa berdasarkan perubahan tekanan simulasi jenis *Compositional* banyak digunakan pada jenis minyak ringan (*Volatle-oil* dan gas kondensat).

3. *Thermal* Simulator

Simulator *Thermal* adalah simulator yang digunakan untuk studi aliran fluida, seperti perpindahan panas maupun reaksi kimia. Simulator *Thermal* banyak digunakan proses perolehan minyak tahap lanjut (*Enhanced Oil Recovery*) untuk mensimulasikan *steam-flood* dan *in-situ-combustion*.

2.2. Konsep Simulasi Reservoir

Simulasi reservoir dapat diartikan juga memodelkan kondisi reservoir secara matematik dengan mengintegrasikan berbagai data yang ada untuk memperoleh kinerja reservoir dengan teliti pada berbagai kondisi sumur dan skenario produksi sehingga akan diperoleh perkiraan yang baik terhadap rencana pengembangan suatu lapangan (Moussavizadegan et al., 2010). Model tersebut memiliki dua tipe yaitu model fisik dan model matematik. Model fisik dimodelkan dengan menggunakan objek yang tampak sehingga mudah untuk diteliti dan dievaluasi, sedangkan model matematik menggunakan persamaan matematik yang memperhitungkan sifat-sifat atau kelakuan fisik, kimia, dan thermal dari reservoir dalam penginterpretasiannya.

2.3. Tujuan Simulasi Reservoir

Simulasi reservoir dilakukan dengan tujuan memperkirakan perilaku reservoir suatu lapangan dengan berbagai kondisi rencana produksi dengan menggunakan media komputer sebagai pengerjaannya. Selain itu simulasi juga dapat digunakan untuk tujuan antara lain (Helmy , Widiyaningsih, & Kaesti, 2020):

1. Menentukan cadangan awal reservoir
2. Mempelajari gerakan fluida di dalam reservoir

3. Menentukan jadwal produksi
 4. Menentukan perilaku produksi minyak ketika injeksi fluida
 5. Mempelajari pengaruh parameter ekonomi untuk studi optimasi sistem produksi
 6. Menentukan pengaruh dari letak sumur dan jaraknya
 7. Memperkirakan batas pengurasan pada lapangan yang heterogen, dan sebagainya
- 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, skunder, hingga tahap tersier. Dengan adanya software simulasi reservoir, perkiraan kinerja reservoir dapat dilakukan. Simulator secara umum terbagi atas black oil, compositional, dan thermal.

2.4. Waterflooding

Produksi hidrokarbon secara kontinu akan menyebabkan penurunan energi reservoir untuk mengalirkan fluida ke permukaan. Oleh karena itu, penerapan metode tahap kedua (*secondary recovery*) diperlukan guna meningkatkan kembali perolehan hidrokarbon. Salah satu metode yang dipilih guna meningkatkan kembali perolehan minyak yaitu metode *waterflooding*. Metode *waterflooding* dilakukan dengan tujuan membantu efisiensi penyapuan minyak, sehingga dapat membantu meningkatkan perolehan minyak pada sumur produksi (Ratnaningsih Dyah et al., 2023) Kunci keberhasilan *waterflooding* antara lain (Rukmana, Dadang, 2013) :

1. Tekanan Reservoir > Tekanan Saturasi (P_b)
2. Bertahap meningkatkan kapasitas pompa
3. Balance antara water injection dengan produksi liquid rate
4. Optimasi Rate injeksi untuk tiap pattern/kompartemen/area

Dalam perencanaan *waterflooding* perlu melakukan karakteristik reservoir yang sesuai agar metode *waterflooding* dapat diterapkan antarlain (Tarek, Ahmed, 1946):

1. Luasan geometri reservoir

Parameter ini merupakan parameter yang mencakup luas penyebaran, ketebalan lapisan, kemiringan (*dip*), serta kontinuitas batuan reservoir. Geometri reservoir sangat penting karena bentuk dan ukuran reservoir menentukan cadangan

minyak yang tersedia serta strategi penempatan sumur injeksi dan produksi (Ahmed, 2019)

2. Karakteristik fluida dan batuan reservoir

Sifat fisik fluida reservoir juga dapat mempengaruhi dalam penerapan metode *waterflooding*. Hal ini dikarenakan apabila sifat fisik fluida tersebut tidak sesuai untuk dilakukannya metode *waterflooding* maka efisiensi pendesakan minyak oleh air ke sumur produksi tidak akan tercapai. Sifat fisik fluida reservoir dijelaskan sebagai berikut :

a. Viskositas

Penerapan metode *waterflooding* kurang ideal dilakukan pada jenis minyak yang memiliki viskositas diatas 200 Cp. Hal ini dikarenakan tingginya terjadinya resiko *viscous fingering*, yaitu kondisi dimana air menerobos atau mencari jalan sendiri tanpa mendesak minyak secara merata.

b. Wetabilitas

Efisiensi pendesakan minyak oleh air akan lebih rendah pada batuan yang bersifat *oil wet*. Sebaliknya batuan yang bersifat *water wet* lebih mudah didesak, sehingga proses injeksi air menjadi lebih efektif.

c. Saturasi

Salah satu syarat utama dalam kesuksesan *waterflooding* adalah adanya saturasi minyak yang tinggi didalam reservoir. Volume minyak yang besar ini diperlukan untuk memastikan bahwa target minyak yang akan didesak jumlahnya cukup signifikan dan layak secara operasional.

d. Permeabilitas

Kondisi reservoir yang seragam (*uniform*) sangat bagus untuk injeksi air. Jika permeabilitas batuan terlalu besar (heterogen), air injeksi akan cenderung mengalir hanya ke zona dengan permeabilitas tinggi (zona yang mudah dilewati). Akibatnya, air akan menerobos terlalu cepat (*early breakthrough*) di zona tersebut sementara minyak di zona lain tidak terambil, yang berujung pada rendahnya efisiensi pendesakan.

3. Kedalaman reservoir

Injeksi air akan lebih efektif bila pada kedalaman reservoir yang dangkal. Hal ini dikarenakan tekanan formasi akan lebih rendah bila dibandingkan dengan

reservoir yang dalam. Terdapat Batasan tekanan injeksi yang diperkirakan berkisar tekanan *static* kolom batuan, sekita 1Psi/ft. apabila tekanan kritis injeksi air melebihi tekanan formasi maka air yang diinjeksikan akan memperlebar rekahan dan menciptakan jalur alir cepat (*Channeling*) yang membuat proses *sweeping* menjadi tidak efektif.

4. Keseragaman reservoir

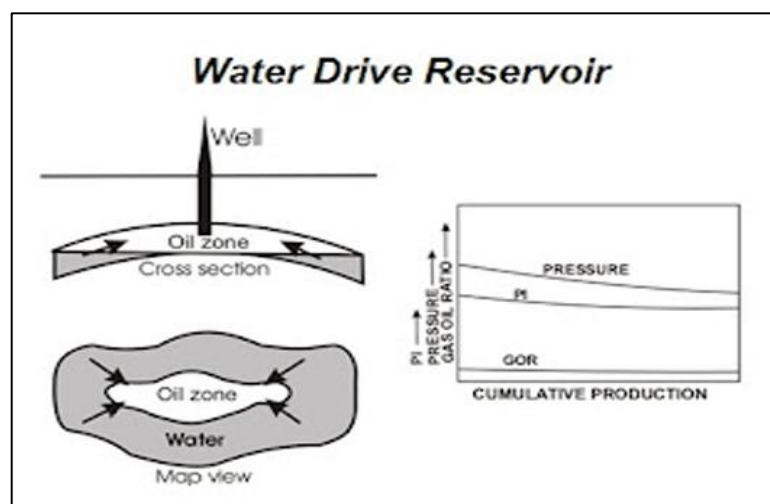
Reservoir dengan tingkat permeabilitas yang sangat besar namun ketebalannya tipis, air injeksi dapat dengan mudah mengalir melalui jalur permeabilitas yang besar dan melewati zona lain tanpa menyapu minyak, sehingga terjadi *channeling* dan *bypassing*.

5. Energi pendorong reservoir (*drive mechanism*)

Pada reservoir terdapat 6 mekanisme pendorong alami yaitu *water drive*, *solution gas drive*, *gas cap drive*, *drainage drive*, dan *combination drive*.

- *Water Drive*

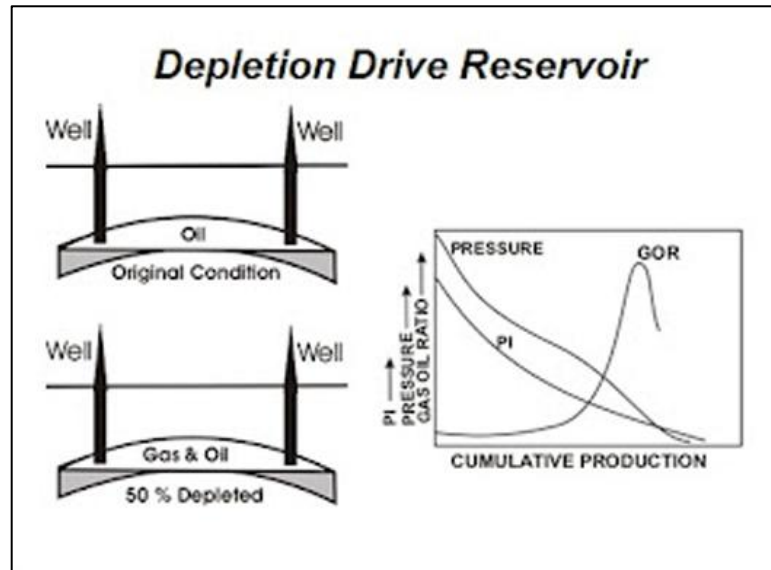
Reservoir yang memiliki tenaga pendorong *water drive* merupakan reservoir yang mempunyai akuifer yang cukup besar. Mekanisme tenaga pendorong *water drive* yaitu air dari akuifer akan masuk kedalam reservoir menggantikan posisi minyak dengan mengisi pori-pori batuan yang telah ditinggalkan minyak. Air dari akuifer berperan sebagai tenaga pendorong utama yang menekan minyak didalam reservoir.



Gambar 2. 1. *Water Drive* (Ahmed, 2019)

- *Solution/Depletion Gas drive*

Mekanisme pendorong reservoir *solution gas drive* terjadi akibat pelepasan gas terlarut dari minyak ketika tekanan pada reservoir menurun akibat proses produksi. gas yang terlepas akan membentuk gelembung yang kemudian bergerak bersama-sama dengan fase minyak sebagai aliran dua fasa menuju sumur produksi.

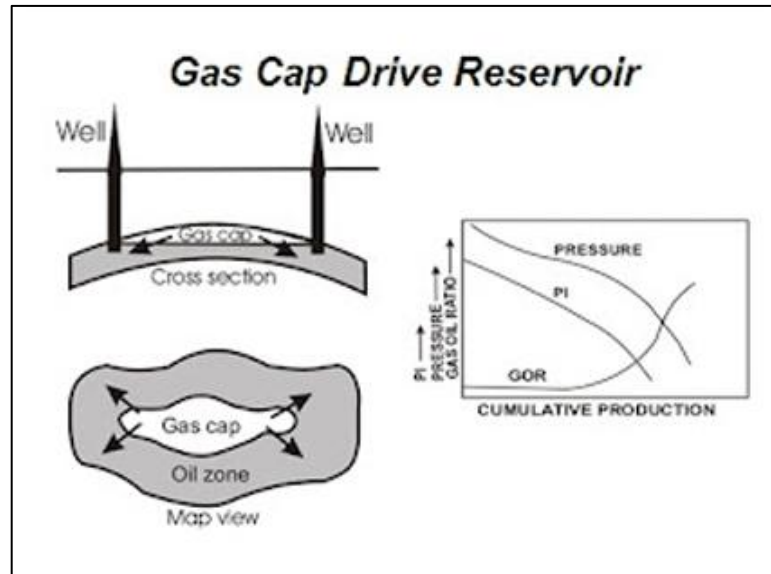


Gambar 2. 2. Solution/Depletion Gas Drive

(Ahmed, 2019)

- *Gas Cap Drive*

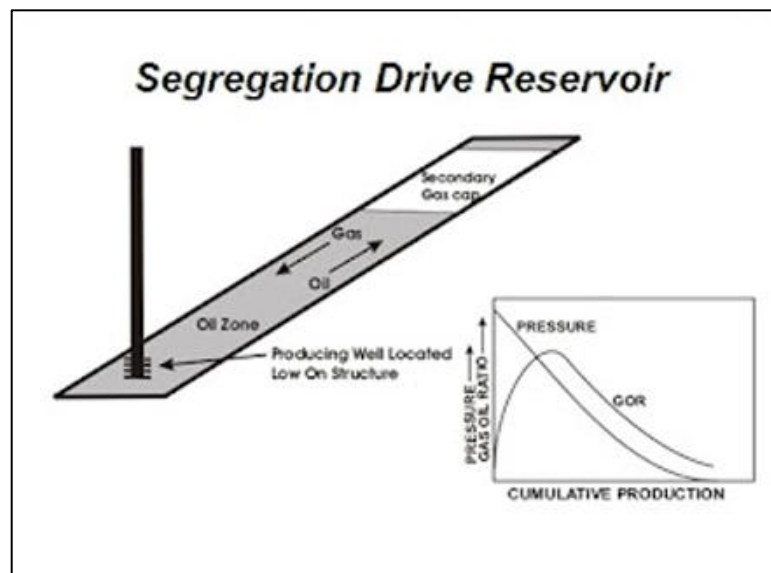
Gas Cap Drive merupakan mekanisme pendorong yang muncul akibat tekanan reservoir turun di bawah tekanan gelembung (*bubble point*). Ketika tekanan reservoir turun di bawah tekanan gelembung, fraksi ringan dari minyak akan terlepas dan membentuk fase gas yang terakumulasi di bagian atas zona minyak sehingga akan membentuk tudung gas (*gas cap*). Pada saat produksi minyak menyebabkan tekanan reservoir semakin menurun dan gas yang memiliki sifat kompresibilitas yang tinggi akan mengembang dan memberikan tekanan tambahan.



Gambar 2. 3. *Gas Cap Drive* (Ahmed, 2019)

- *Drainage/Segregation Drive*

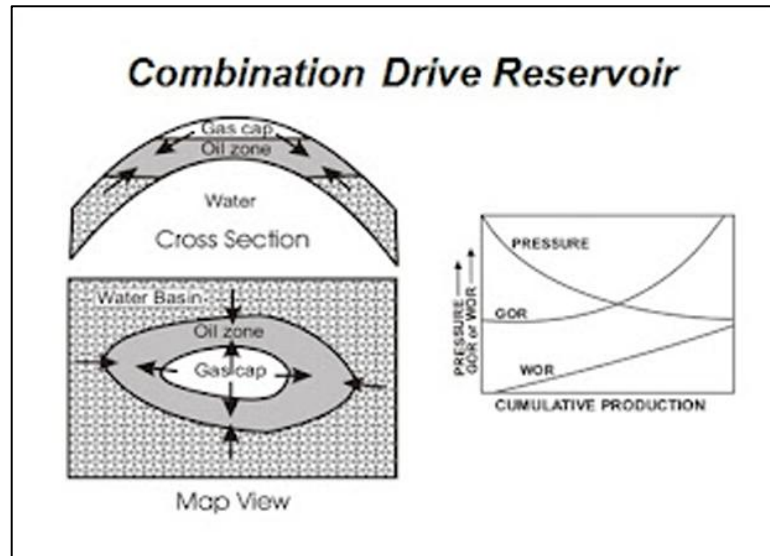
Drainage Drive merupakan mekanisme pendorong yang berasal dari kecenderungan gas, minyak, dan air membuat suatu keadaan yang sesuai dengan massa jenisnya karena gaya gravitasi.



Gambar 2. 4. *Drainage/Segregation drive* (Ahmed, 2019)

- *Combination Drive*

Pada kondisi aktual dilapangan, sebagian besar reservoir memiliki lebih dari satu mekanisme pendorong yang bersamaan. Kondisi ini disebut juga dengan *combination drive*, dimana biasanya berupa kombinasi antara *water drive* dan *gas cap drive* atau *solution gas drive* yang bekerja secara simultan dalam mengalirkan minyak menuju sumur produksi.



Gambar 2. 5. *Combination Drive* (Ahmed, 2019)

Jumlah minyak yang dapat diproduksi pada proses alami ini disebut *primary recovery factor*, yaitu jumlah produksi hidrokarbon yang didapatkan hanya dengan mengandalkan energi dari reservoir tersebut tanpa bantuan injeksi fluida atau sumber tenaga eksternal lainnya. Metode - metode untuk mengidentifikasi *drive mechanism* adalah sebagai berikut :

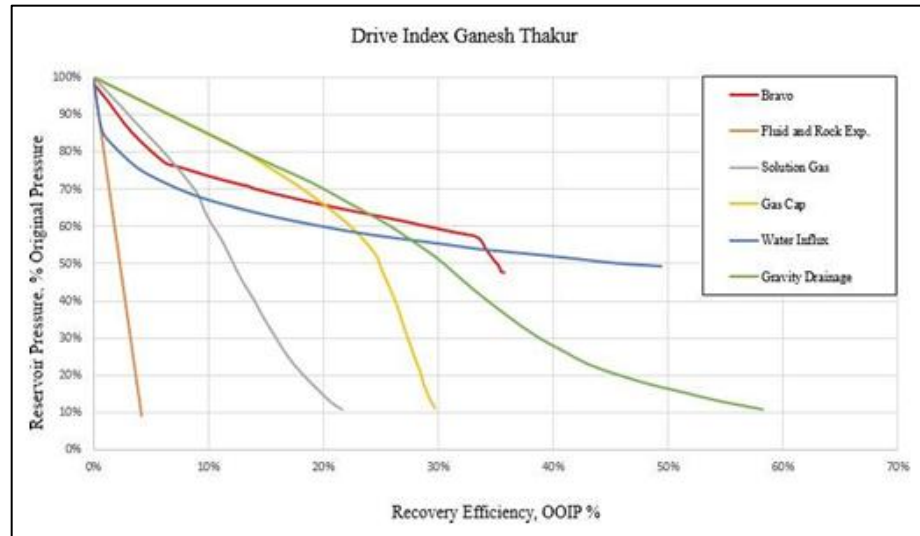
1. Metode *Ganesh Takur*

Ganesh Takur merupakan metode yang digunakan untuk menentukan *drive mechanism* dengan cara membuat plot antara persen penurunan tekanan reservoir terhadap persentase produksi minyak terhadap nilai *oil in place* (OOIP) (Ratnaningsih Dyah et al., 2023).

$$Recovery\ Efficiency = \frac{N_p}{OOIP} \times 100\% \quad (2-2)$$

$$Recovery\ Pressure = \frac{P}{P_i} \times 100\% \quad (2-3)$$

Kemudian plot tersebut di *overlay* kan dengan drive mechanism *diagnostic curve* dari metode *Ganesh Thakur*.



Gambar 2. 6. Contoh Penentuan *Drive Mechanism* metode Ganesh Thakur (Ratnaningsih Dyah et al., 2023)

2. Metode *Drive Index*

Drive Index merupakan metode kuantitatif yang menghitung kontribusi masing-masing sumber energi terhadap total energi reservoir dengan menggunakan persamaan *material balance*.

Drive index terdiri dari beberapa *index* kontribusi, sebagai berikut:

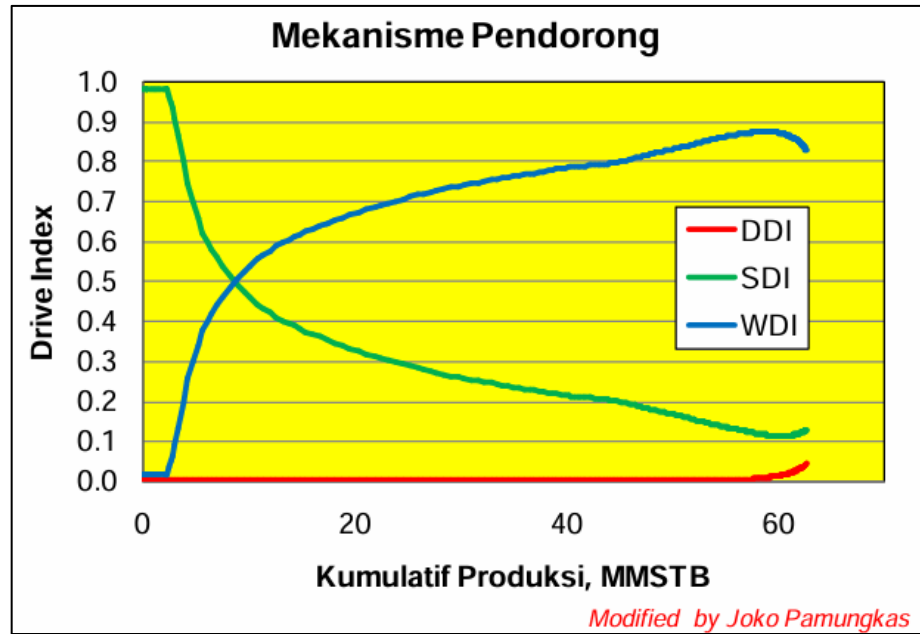
- *Water drive index* (WDI)
- *Gas Cap drive index* (DDI)
- *Solution drive index* (SDI)

$$WDI = \frac{(W_e W_p B_w)}{N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g]} \quad (2-4)$$

$$DDI = \frac{N (B_t - B_{ti})}{N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g]} \quad (2-5)$$

$$SDI = \frac{\left[\frac{N m B_{ti} (B_g - B_{gi})}{B_{gi}} \right]}{N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g]} \quad (2-6)$$

Dari persamaan tersebut dihasilkan $DDI + SDI + WDI = 1$



Gambar 2. 7. Contoh penentuan Drive Mechanism metode Drive Index
(Pamungkas,2011)

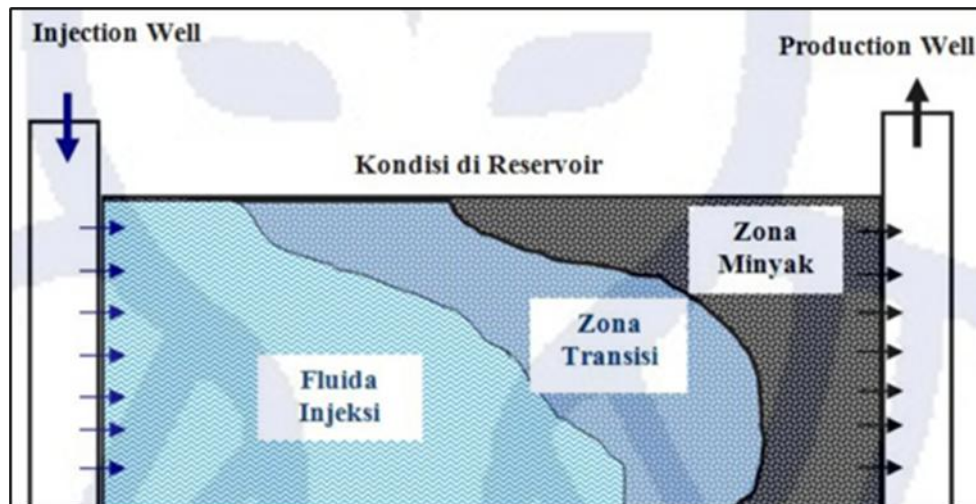
3. Metode Kualitatif

Kualitatif merupakan metode pendekatan identifikasi *drive mechanism* berbasis pola perilaku dan produksi. Kriteria utama yang dianalisis dalam metode kualitatif adalah sebagai berikut :

- Pressure vs Time
- GOR Trend
- WOR/ Water Cut Trend
- Rate Decline

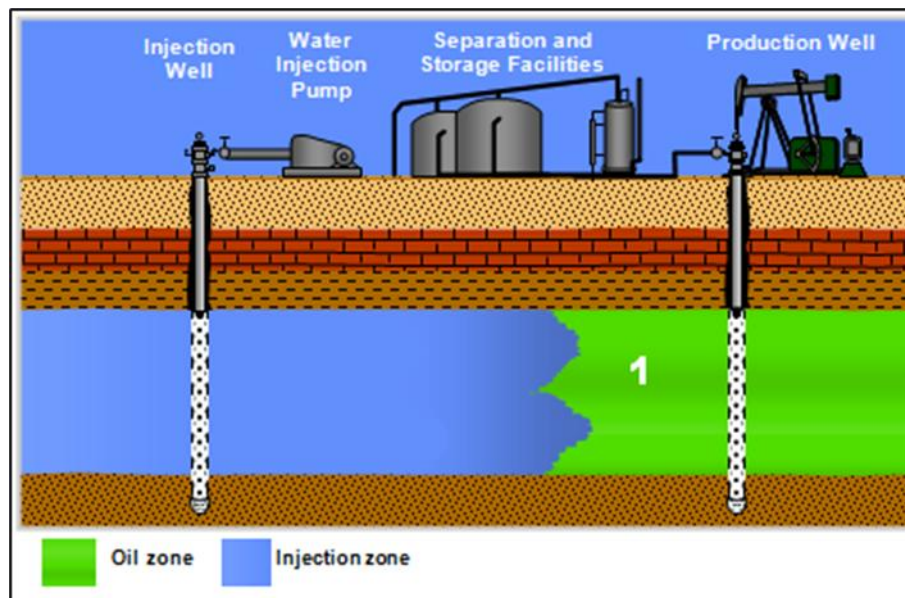
2.5. Konsep Waterflooding

Suatu fluida ketika didesak oleh fluida lainnya dalam hal ini minyak yang didesak oleh air, maka akan membentuk *front* (bagian fluida yang saling kontak). Prinsip dasar mekanisme pendesakan minyak oleh air yaitu air bergerak dari saturasi air yang tinggi ke daerah saturasi air yang rendah. Pendesakan minyak oleh air dengan penginjeksian secara terus-menerus akan memperkecil saturasi minyak yang ada di belakang *Front*. Sehingga minyak sisa yang berada di titik injeksi terus berkurang dan mengalir menuju sumur produksi.



Gambar 2. 8. . Proses terjadinya Zona Transisi oleh Pendesakan Air (Craig,1971)

Pada **Gambar 2.8.** dapat dilihat bahwa akan terdapat zona transisi ketika fluida injeksi dalam hal ini air mendesak minyak dan ketika fluida injeksi dilakukan secara kontinyu maka akan memperbesar saturasi air dan memperkecil saturasi minyak. Sehingga minyak yang didesak oleh air terus mengalir ke sumur produksi.



Gambar 2. 9. Mekanisme *Waterflooding* (Subagya, 2012)

Dapat dilihat pada **Gambar 2.9.** mekanisme kerja dari sumur injeksi *Waterflooding* yaitu menginjeksikan air kedalam formasi yang berfungsi untuk mendesak minyak

ke sumur produksi sehingga meningkatkan produksi minyak dan juga mempertahankan tekanan agar tidak cepat turun.

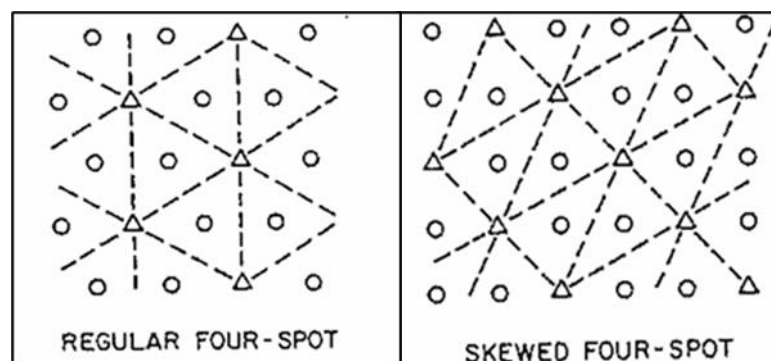
2.6. Optimasi Waterflooding

Optimasi *Waterflooding* untuk meningkatkan faktor perolehan minyak (*recovery factor*) adalah dengan membuat pola sumur injeksi-produksi. tetapi harus memegang prinsip bahwa sumur yang sudah ada harus dapat dipergunakan semaksimal mungkin pada waktu berlangsungnya injeksi nanti. Pada penentuan sumur injeksi terdapat pertimbangan – pertimbangan antaralain (Subagya, 2012):

1. Tingkat keseragaman formasi, yaitu penyebaran permeabilitas kearah lateral maupun vertikal.
2. Struktur batuan reservoir meliputi patahan dan kemiringan.
3. sumur-sumur yang sudah ada (lokasi dan penyebaran).

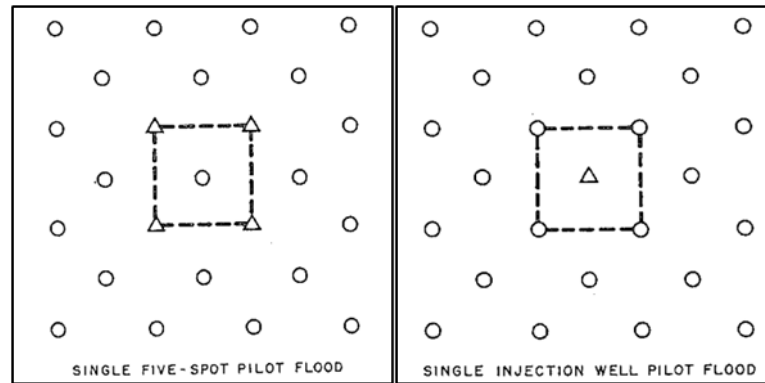
Pada operasi *Waterflooding* sumur-sumur injeksi dan produksi umumnya memiliki suatu pola tertentu yang beraturan, misalnya pola tiga titik, lima titik, tujuh titik, dan sebagainya. Pola dimana sumur produksi dikelilingi oleh sumur-sumur injeksi disebut dengan pola normal dan bila sumur injeksi dikelilingi oleh sumur produksi disebut pola *inverted*. Masing-masing pola mempunyai jalur arus berbeda-beda sehingga memberikan luas daerah penyapuan yang berbeda-beda. Pola-pola yang paling umum digunakan antaralain :

1. *Four Spot* : terdiri dari tiga jenis sumur injeksi yang membentuk segitiga dan sumur produksi terletak di tengah-tengahnya. Pada **Gambar 2.10.** merupakan contoh pola normal *four spot*. Effisiensi penyapuan sangat dipengaruhi oleh keseragaman distribusi tekanan antar sumur.



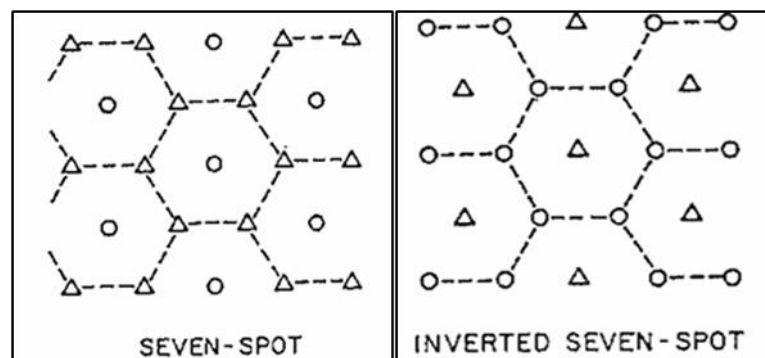
Gambar 2. 10. Pola normal *Four Spot* (Craig, 1971)

2. *Five Spot* : merupakan pola yang paling dikenal dalam *waterflooding* dimana sumur injeksi membentuk segi empat dengan sumur produksi terletak ditengah-tengahnya. Pada **Gambar 2.11.** merupakan contoh pola normal *five spot* dan *inverted five spot*. Pola ini memudahkan analisis simulasi reservoir karena bentuk aliran fluida yang lebih simetris dibandingkan pola lainnya.



Gambar 2. 11. Pola normal *five spot* dan *inverted five spot*
(Craig,1971)

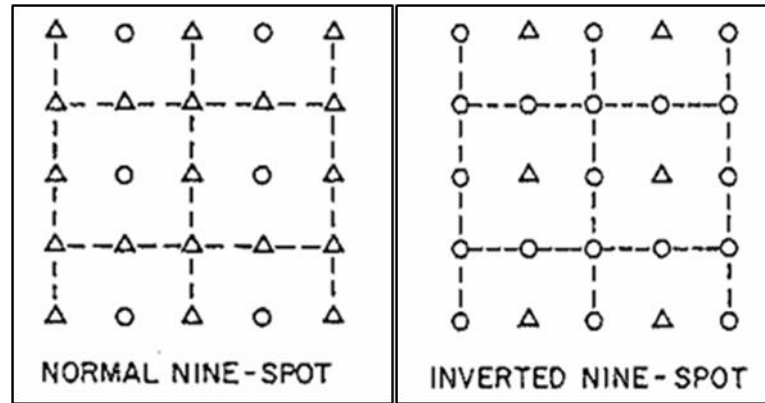
3. *Seven Spot* : sumur-sumur injeksi ditempatkan pada sudut-sudut dari bentuk *hexagonal* dan sumur produksinya terletak di tengah. Pada **Gambar 2.12.** merupakan Pola normal *Seven spot* dan *inverted seven spot*. Pola ini memberikan jarak antar sumur yang lebih rapat dibanding *five spot* sehingga berpotensi meningkatkan *sweep efficiency*.



Gambar 2. 12. Pola normal *seven spot* dan
inverted seven spot (Craig,1971)

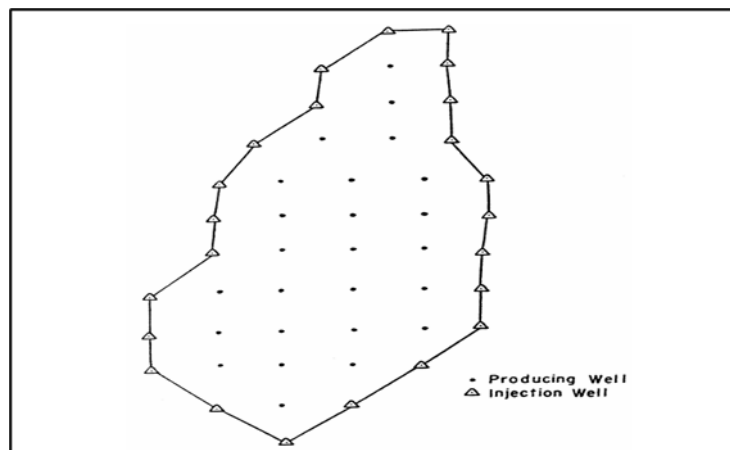
4. *Nine Spot* : pola yang terbentuk dimana sumur injeksi membentuk bujur sangkar dengan sumur produksi terletak di tengah pola. Pada **Gambar 2.13.** merupakan

contoh pola normal *nine spot* dan *inverted nine spot*. Pola *nine spot* menghasilkan pola aliran yang lebih terkonsentrasi menuju sumur produksi di tengah sehingga kontrol terhadap front pergerakan air dapat lebih baik.



Gambar 2. 13. Pola normal *nine spot* dan *inverted nine spot* (Craig,1971)

5. *Peripheral Spot* : Pola injeksi yang dipasang mengelilingi batas-batas reservoir dan minyak didesak ke arah bagian dalam (tengah) reservoir.



Gambar 2. 14. Pola *Peripheral Pattern* (Manuel & Segura,2010)

2.7. Perencanaan Waterflooding

Keberhasilan metode waterflooding diperlukan perencanaan yang meliputi empat aspek utama yaitu penentuan titik sumur injeksi, pemilihan pola sumur injeksi-produksi, penetapan besaran laju serta tekanan injeksi, dan pemilihan waktu injeksi.

1. Penentuan titik sumur injeksi

Strategi utama dalam penentuan titik sumur injeksi yaitu dengan memanfaatkan sumur yang sudah ada sebelum sumur injeksi dengan cara mengkonversi sumur yang sudah ada menjadi sumur injeksi. Apabila pengeboran sumur injeksi baru tetap dilakukan, penentuan titik lokasinya harus mengacu pada peta distribusi Cadangan untuk menargetkan area dengan Cadangan saturasi minyak yang masih tinggi. Selain itu, peta isopermeabilitas juga membantu untuk mengarahkan aliran fluida dengan mencegah penembusan air (*breakthrough*) yang terlalu dini.

2. Pemilihan pola sumur injeksi-produksi

Pemilihan pola sumur injeksi-produksi pada metode *waterflooding* umumnya diatur mengikuti konfigurasi geometris tertentu. Sebagaimana telah dibahas pada sub-bab sebelumnya bahwa setiap jenis pola memiliki karakteristik jalur aliran (*streamline*) yang secara langsung mempengaruhi seberapa luas area penyapuan yang dihasilkan.

3. Pemilihan waktu injeksi

Waktu pelaksanaan injeksi air terutama ditentukan oleh target peningkatan perolehan minyak. Penentuan waktu yang tepat biasanya mempertimbangkan Tingkat *recovery* yang ingin dicapai, performa produksi saat ini, serta dinamika reservoir pada tahap awal operasi. Oleh karena itu, injeksi air mulai dilakukan ketika kondisi reservoir menunjukkan bahwa suplai energi alami tidak lagi cukup untuk mempertahankan produksi dan ketika injeksi dapat memberikan kontribusi maksimal terhadap perolehan minyak tambahan.

2.8. Efisiensi Kinerja Waterflooding

kinerja waterflooding dapat dinilai berdasarkan besarnya nilai efisiensi recovery-nya. Efisiensi ini menggambarkan jumlah minyak awal di reservoir yang berhasil diproduksi.

$$ER = \frac{N_p}{N_i} \quad (2-12)$$

Efisiensi recovery ditentukan oleh tiga komponen utama yaitu *efisiensi* pendesakan, *efisiensi* penyapuan areal, dan *efisiensi* penyapuan vertikal. Kombinasi ketiga komponen tersebut memberikan nilai total *efisiensi recovery*:

$$ER = ED + EA + EI \quad (2-13)$$

1. *Vertical Sweep Efficiency*

Perbedaan permeabilitas di arah vertikal dalam reservoir membuat pergerakan air injeksi tidak membentuk front yang seragam. Zona dengan permeabilitas lebih rendah akan memperlambat laju pergerakan air, sedangkan zona dengan permeabilitas tinggi lebih mudah ditembus oleh air. Tingkat keseragaman penyebaran air injeksi ini dinyatakan sebagai *vertical sweep efficiency*, yang juga dikenal sebagai *invasion efficiency*. *Effisinesi* ini menggambarkan sebesar apa besar proporsi bidang tegak lurus aliran yang berhasil disentuh oleh air dalam dibandingkan dengan total bidang tegak lurus di belakang front injeksi. Secara ringkas, *vertical sweep efficiency* menunjukkan porsi vertikal reservoir yang berhasil dijangkau oleh air injeksi. Beberapa faktor yang mempengaruhinya sebagai berikut :

- a. *Mobility Ratio* (M)
- b. Gaya Gravitasi
- c. Gaya Kapiler
- d. *Crossflow* antar lapisan
- e. Laju alir

2. *Areal Sweep Efficiency*

Pada proses *waterflooding*, beberapa sumur injeksi dan produksi biasanya ditempatkan di lokasi yang berbeda. Pola ini menghasilkan distribusi tekanan serta aliran (*streamline*) di area di antara sumur-sumur tersebut. Kedua hal ini akan menentukan seberapa luas zona reservoir yang dapat tersapu oleh air injeksi. Luas area reservoir yang berhasil bersentuhan dengan air inilah disebut *areal sweep efisiensi*. Ada beberapa faktor yang mempengaruhi besarnya *areal sweep efisiensi*, sebagai berikut:

- a. *Cross-flooding*

- b. Arah permeabilitas
- c. Variasi permeabilitas
- d. Kemiringan formasi
- e. Pola sumur yang tidak sejajar
- f. *End to end flooding*
- g. Keberadaan rekahan horizontal

3. *Displacement Efficiency*

Displacement Efficiency dapat diartikan sebagai perbandingan antara total minyak yang berhasil didesak terhadap total minyak keseluruhan (*oil in place*) yang berada di area yang disapu (Subagya, 2012). Nilai efisiensi ini menunjukkan efektivitas kemampuan air injeksi untuk memindahkan volume minyak tertentu dalam batuan reservoir. Dengan demikian, efisiensi ini menunjukkan seberapa baik fluida pendesak mengalirkan minyak setelah terjadi kontak langsung antara keduanya. Konsep ini dapat dijelaskan dengan dua pendekatan sebagai berikut:

a. Konsep Desaturasi

Pada bagian belakang *Front*, saturasi fluida berubah menjadi sebesar satu dikurangi saturasi residu fluida yang didesak (Subagya, 2012). Dalam zona ini berlangsung aliran dua fasa, yakni minyak dan air. Sebaliknya, pada bagian depan *front*, aliran hanya terdiri dari minyak saja.

b. Konsep Pendesakan

Pada posisi *Front*, saturasi fluida pendesak dianggap setara dengan satu dikurangi saturasi residu dari fluida pendesak itu sendiri (Subagya, 2012). Dalam model ini diasumsikan bahwa minyak didepan *front* sudah seluruhnya terdorong, sehingga hanya fluida pendesak yang mengalir tepat pada garis *front* tersebut.

2.9. Perhitungan Recovery Factor dan Cadangan sisa

Recovery Factor dapat didefinisikan yaitu rasio antara Cadangan yang dapat diproduksi pada tahap *primer* (EUR) dan minyak mula-mula ditempat (*original oil in place*) (Dechongkit & Prasad, 2011). Berdasarkan nilai yang ditulis oleh JJ.Arps, nilai *recovery factor* untuk *water drive* reservoir adalah sebagai berikut :

$$RF = 54,5980 \left(\frac{\phi (1-s_{wi})}{B_{oi}} \right)^{0,0422} \left(\frac{K}{\mu_{oi}} \mu_{wi} \right)^{0,0979} (S_{wi})^{-0,1903} \left(\frac{P_i}{P_a} \right)^{-0,2159} \quad (2-14)$$

Sedangkan untuk perhitungan *Estimated Ultimate Recovery* (EUR) dapat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$EUR = RF \times OOIP \quad (2-15)$$

Remaining Reserve merupakan jumlah cadangan yang dapat diambil, yang masih tertinggal didalam reservoir atau belum diproduksi (Irwin Wirnanda, 2015)

$$RR = EUR - N_p \quad (2-16)$$

2.10. Tahapan Dasar Simulasi Reservoir

Secara umum, pelaksanaan simulasi reservoir melibatkan beberapa tahapan yang perlu dilakukan. Beberapa tahapan tersebut adalah sebagai berikut:

1. Persiapan Data

Tahapan persiapan data memiliki peran yang sangat krusial untuk memastikan ketersediaan data yang valid dan relevan dengan tujuan serta prioritas simulasi. Tingkat akurasi hasil akhir simulasi sangat bergantung pada kualitas data yang digunakan. Apabila data yang digunakan tidak memadai, maka gambaran informasi dan simulasi yang dilakukan kurang tepat.

Data yang digunakan dalam simulasi dapat dibagi menjadi data geologi, geofisika dan petrofisik (Peta isopermeabilitas, isoporositas, peta struktur, dan peta persebaran properti dalam model), sifat fisik batuan reservoir, sifat fisik fluida reservoir, data produksi, tekanan, dan data penunjang (Ratnaningsih Dyah et al., 2023).

a. Data Geologi, Geofisika, dan Petrofisik

Data Geologi untuk mengkonstruksikan model geologi reservoir meliputi peta *top structure*, peta *bottom structure* yang mencakup *layer sand* untuk mengkarakterisasi reservoir dan patahan (*Fault*). Data geofisika diperoleh melalui kegiatan seismik untuk mendapatkan data lintasan, interpretasi seismik, *horizon picking*, pola struktur, *welltie*, dan inversi. Data petrofisik diperoleh dari data evaluasi formasi mencakup fasies, porositas, dan ketebalan *shale* (*Vshale*) (Ratnaningsih Dyah et al., 2023).

b. Data Sifat Fisik Batuan Reservoir

Data sifat fisik batuan diperoleh dari Analisa sampel *core* di laboratorium. Analisa *core* yang dilakukan di laboratorium meliputi analisa *core* rutin dan analisa *core* spesial. Parameter yang diukur pada analisa rutin meliputi pengukuran porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida. Sedangkan parameter yang diukur dalam analisa *core* spesial yaitu permeabilitas relative, tekanan kapiler, wettabilitas, kompresibilitas, *resistivity test*, dan *resistivity true* (Ratnaningsih Dyah et al., 2023).

Data batuan yang dibutuhkan dalam proses simulasi reservoir yaitu data permeabilitas absolut (k), permeabilitas relative (K_{ro} , K_{rg} , K_{rw}), porositas (ϕ), ketebalan formasi (h), kompresibilitas batuan (C_f), saturasi fluida (S_w, S_g, S_o), dan tekanan kapiler (P_c) (Ratnaningsih Dyah et al., 2023).

c. Data Sifat Fisik Fluida Reservoir

Data sifat fisik fluida reservoir meliputi densitas fluida, faktor volume formasi (B_w , B_o , B_g), dan viskositas fluida (μ_w, μ_o, μ_g). Data tersebut diperoleh dari hasil pengukuran di laboratorium. Data yang tidak tersedia di laboratorium dapat ditentukan dengan korelasi sesuai keadaan lapangan seperti standing, Frik, Glaso, Laster, Carr Kobayashi-Burrows.

Data fluida reservoir dapat diperoleh dari pengukuran di laboratorium dengan menggunakan sampel fluida. Cara untuk mendapatkan sampel fluida dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu dengan pengambilan sampel langsung dari bawah permukaan (*sub-surface sampling*) dan pengambilan sampel fluida di atas permukaan yang telah dipisahkan di *separator*.

d. Data Produktivitas Sumuran

Data produktivitas sumuran diperlukan didalam tahap *history matching*. Parameter yang umum digunakan antara lain PI, IPR, Q optimum, dan sebagainya. Data produksi diperoleh dari kegiatan pencatatan rutin laju produksi *real* di lapangan. Parameter yang dibutuhkan antara lain laju produksi fluida, kumulatif produksi fluida, GLR, GOR, WOR, dan *water cut*. Data geometri diperoleh melalui kombinasi dari kegiatan eksplorasi, *logging*, dan *well test*. Parameter yang didapat antara lain kedalaman reservoir, ketebalan lapisan produktif, *volume bulk*, dan jari-jari pengurasan.

e. Data Tekanan

Data tekanan dapat diperoleh dari analisa tekanan *pressure build up* (PBU) atau *pressure draw down* (PDD). Tes tekanan dilakukan pada kedalaman tertentu dari reservoir dan dicatat tanggal, bulan, dan tahun pengukurannya. Data *productivity index* dan *injectivity index* diperoleh dari tes analisa tekanan, sedangkan *optimum flow rate* diperoleh dari kinerja aliran fluida di dalam sumur-sumur tersebut.

f. Data Penunjang

Data Penunjang adalah data tambahan yang berfungsi untuk *support* tambahan di dalam memonitor kelancaran dan memodifikasi parameter simulasi. Data yang dibutuhkan seperti data kompleksi sumur, letak perforasi, data trayektori sumur, ukuran casing, dan ukuran tubing, metode produksi, aktivasi sumur, jenis mekanisme pendorong, letak sumur, limitasi produksi, *skin*, rekahan, dan data *workover*, serta data ekonomi berupa acuan finansial seperti harga minyak dan operasi per *barrel*, serta *economic limit*.

2. 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 data RCAL, SCAL, dan PVT(Ratnaningsih Dyah et al., 2023).

1. Pengolahan *Routine Core Analysis*

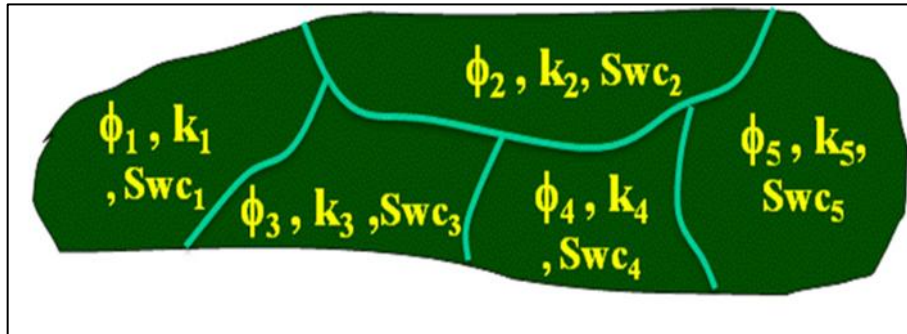
a. Penentuan *Rock Region*

Rock Region didalam model simulasi diperlukan oleh simulasi untuk menentukan pergerakan/aliran fluida didalam *cell* serta berkaitan langsung dengan karakteristik reservoir yaitu untuk membagi/memisahkan/mengelompokkan antara *property* yang bagus dengan *property* yang jelek(Pamungkas, 2011).

Penentuan *Rock Region*, dapat berfungsi :

- Mengelompokkan produksi yang memiliki *performance* yang sama atau *performance* tekanan yang sama.
- Dapat membantu mempercepat dalam proses history matching.
- Hasil prediksi dari simulasi tidak *over/under estimate*.

- Akan membantu dalam menentukan skenario pengembangan lapangan.



Gambar 2. 15. Gambar contoh penentuan *Rock Region* secara lateral (Rukmana,2013)

b. Penentuan Hubungan Porositas dan Permeabilitas

Hubungan antara porositas dan permeabilitas ditentukan menggunakan data RCAL yang diplot ke dalam bentuk grafik. Dari grafik tersebut, ditarik sebuah garis tren (*trendline*) yang menjadi acuan atau perwakilan perilaku reservoir lapangan tersebut. Jika diperlukan, grafik hubungan ini bisa dibuat lebih detail dengan membaginya per *rock region*.

2. Pengolahan *Special Core Analysis*

a. Pengolahan Permeabilitas Relatif

- Sistem Minyak-Air
 - 1) Membuat plot kurva Sw vs Kr
 - 2) Membuat tabulasi *end-point* data permeabilitas relatif sistem air-minyak, seperti pada contoh **Tabel II-1**.

Tabel 2. 1

Contoh Tabulasi *End-Point* Data Pada sistem Air-Minyak
(Pamungkas, 2011)

Core#1			Core#2			Core#3		
k	100	md	k	200	md	k	350	md
h	2	ft	h	2.5	ft	h	2	ft
Porositas	0.1	fraksi	Porositas	0.12	fraksi	Porositas	0.2	fraksi
Swc=Swcr	0.30	fraksi	Swc=Swcr	0.25	fraksi	Swc=Swcr	0.2	fraksi
Sor	0.20	fraksi	Sor	0.3	fraksi	Sor	0.35	fraksi
(Kro)Swc	0.65	fraksi	(Kro)Swc	0.69	fraksi	(Kro)Swc	0.762	fraksi
(Krw)Sor	0.503	fraksi	(Krw)Sor	0.41	fraksi	(Krw)Sor	0.301	fraksi

- 3) Menentukan harga normalisasi saturasi air (Sw^*) pada setiap *core* dengan persamaan di bawah ini:

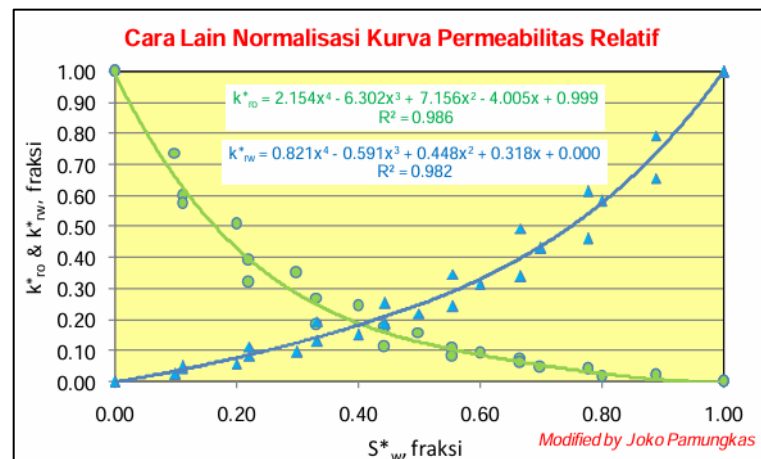
$$Sw^* = \frac{Sw - Swc}{1 - Sw - Sor} \quad (2-17)$$

- 4) Menghitung normalisasi permeabilitas relative minyak dan air (Kro^* dan Krw^*), dengan persamaan sebagai berikut :

$$Kro^* = \frac{Kro}{Kro@Swc} \quad (2-18)$$

$$Krw^* = \frac{Krw}{Krw@Sor} \quad (2-19)$$

- 5) Menghitung rata-rata $Kro^*@Swc$, Kro^*Avg , $Krw^*@Sor$ dan Krw^*Avg dengan Langkah sebagai berikut:
- Membuat tabulasi Sw^* , Kro^* , dan Krw^* .
 - Plot gabungan antara Sw^* , Kro^* , dan Krw^* , seperti contoh **Gambar 2.9**
 - Membuat *trendline* gabungan core seperti pada **Gambar 2.9** kemudian menghitung rata-rata Sw^* , Kro^* , dan Krw^* dengan persamaan *trendline* tersebut.



Gambar 2. 16. Contoh Kurva Normalisasi Permeabilitas Relatif pada Sistem Minyak-Air (Pamungkas,2011)

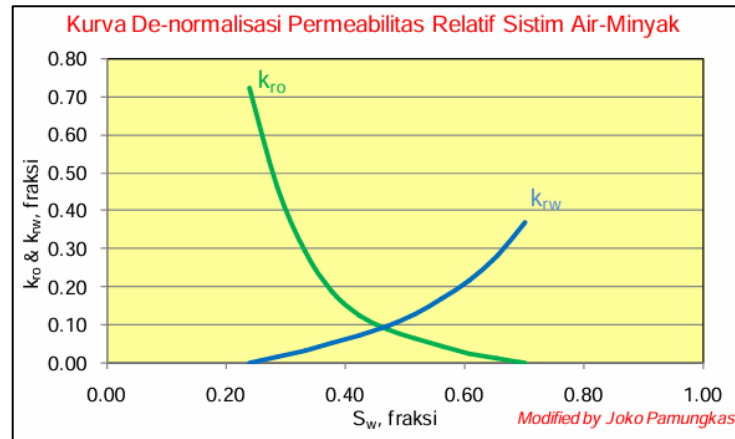
- 6) Melakukan perhitungan denormalisasi kurva permeabilitas relative dengan persamaan sebagai berikut:

$$S_w = S_w^*(1 - S_w - S_{or}) + S_{wc} \quad (2-20)$$

$$K_{ro} = K_{ro}^* \times K_{ro@S_{wc}} \quad (2-21)$$

$$K_{rw} = K_{rw}^* \times K_{rw@S_{or}} \quad (2-22)$$

- 7) Membuat kurva permeabilitas relative setelah dilakukan denormalisasi seperti pada contoh **Gambar 2.10**.



Gambar 2. 17. Contoh Contoh Kurva Denormalisasi Permeabilitas Relatif pada Sistem Minyak-Air (Pamungkas,2011)

- Sistem Minyak-Gas
 - 1) Memplot S_g vs K_r
 - 2) Membuat tabulasi *end-point* data permeabilitas relative gas-minyak seperti pada contoh **Tabel 2.2**.

Tabel 2. 2

Contoh Tabulasi *End-Point* Data pada Sistem Minyak-Gas

Core#1			Core#2			Core#3		
k	20	md	k	50	md	k	75	md
Porositas	0.11	fraksi	Porositas	0.15	fraksi	Porositas	0.17	fraksi
h	2	ft	h	2.5	ft	h	2	ft
$S_{wc} = S_{wcr}$	0.1	fraksi	$S_{wc} = S_{wcr}$	0.15	fraksi	$S_{wc} = S_{wcr}$	0.2	fraksi
S_{lrg}	0.2	fraksi	S_{lrg}	0.25	fraksi	S_{lrg}	0.3	fraksi
$S_{gcr} = S_{gc}$	0.1	fraksi	$S_{gcr} = S_{gc}$	0.15	fraksi	$S_{gcr} = S_{gc}$	0.2	fraksi
$(K_{rog})_{sgc}$	0.8711	fraksi	$(K_{rog})_{sgc}$	0.5951	fraksi	$(K_{rog})_{sgc}$	0.2795	fraksi
$(K_{rg})_{slr}$	0.2963	fraksi	$(K_{rg})_{slr}$	0.1764	fraksi	$(K_{rg})_{slr}$	0.1066	fraksi

- 3) Menentukan harga normalisasi saturasi gas (S_g^*) pada setiap core dengan persamaan di bawah ini:

$$Sg^* = \frac{Sg - Sgc}{1 - Sgc - Sorg} \quad (2-23)$$

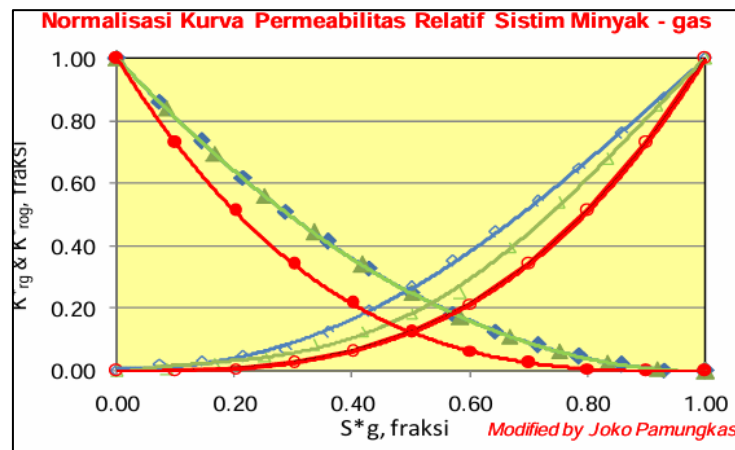
- 4) Menghitung normalisasi permeabilitas relative minyak dan air ($Krog^*$ dan Krg^*), dedngan persamaan sebagai berikut:

$$Krog^* = \frac{Krog}{Krog@Swg} \quad (2-24)$$

$$Krg^* = \frac{Krg}{Krg@Sorg} \quad (2-25)$$

- 5) Menghitung rata-rata $Krog^*@Sgc$, $Krog^* Avg$, $Krg^*@Sorg$ dan $Krg^* Avg$ dengan Langkah sebagai berikut:

- Membuat tabulasi Sg^* , $Krog^*$, dan Krg^* .
- Plot gabungan antara Sg^* , $Krog^*$ dan Krg^* , seperti contoh **Gambar 2.11**
- Membuat *trendline* gabungan *core* seperti pada **Gambar 2.11** kemudian menghitung rata-rata Sg^* , $Krog^*$, dan Krg^* dengan persamaan *trendline* tersebut.



Gambar 2. 18. Contoh Kurva Normalisasi Permeabilitas Realtif pada Sistem Minyak-Gas (Pamungkas,2011)

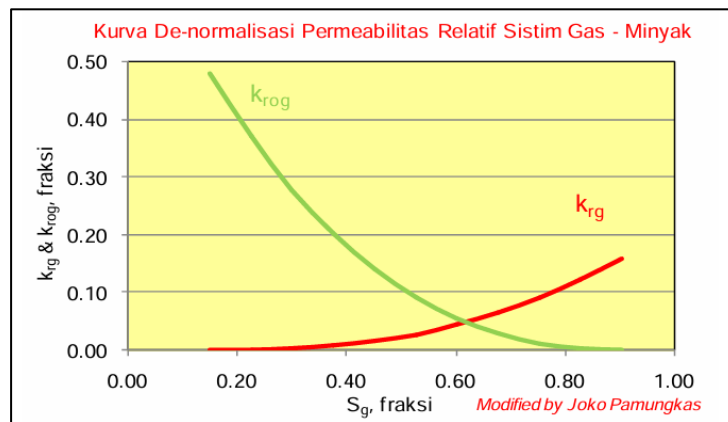
- 6) Melakukan perhitungan denormalisasi kurva permeabilitas relative dengan persamaan sebagai berikut:

$$Sg = Sg^*(1 - Sgc - Sorg) + Sgc \quad (2-26)$$

$$Krog = Krog^* \times Krog@Sgc \quad (2-27)$$

$$Krg = Krg^* \times Krg@Sorg \quad (2-28)$$

- 7) Membuat kurva permeabilitas relative setelah dilakukan denormalisasi seperti pada contoh **Gambar 2.12**.



Gambar 2. 19. Contoh Kurva Denormalisasi Permeabilitas Relatif pada Sistem Gas-Minyak (Pamungkas,2011)

b. Pengolahan Tekanan Kapiler

Tekanan Kapiler (P_c) didefinisikan sebagai perbedaan tekanan yang ada antara permukaan dua fluida yang tidak tercampur (cairan-cairan atau cairan-gas) sebagai akibat dari terjadinya pertemuan permukaan yang memisahkan kedua fluida tersebut (Pamungkas, 2011). Pada reservoir, besarnya tekanan kapiler dipengaruhi oleh tegangan permukaan antar fluida, sudut kontak minyak-air-batuan reservoir, dan jari-jari kelengkungan pori.

Data tekanan kapiler digunakan untuk mengukur seberapa tebal zona transisi di atas *high free water level* (HFWL) sekaligus memvalidasi tahap inisialisasi. Prinsip utamanya yaitu jika zona transisi menebal, maka area yang terisi minyak akan berkurang, sehingga total cadangan (*Inplace*) menjadi lebih kecil. Prosedur pengolahan data tekanan kapiler dari berbagai sampel core adalah sebagai berikut:

- 1) Membuat tabulasi data tekanan kapiler untuk masing-masing core berdasarkan hasil pengukuran laboratorium yang meliputi P_c , S_w , porositas, dan permeabilitas.
- 2) Menghitung harga $P_{creservoir}$ dengan persamaan sebagai berikut:

$$P_{c\ res} = P_{c\ lab} \frac{\sigma_{res}}{\sigma_{lab}} \quad (2-29)$$

- 3) Melakukan normalisasi harga P_c dengan metode *Leverette J-Function* dengan prosedur sebagai berikut:

- a. Menghitung nilai $J(S_w)$ dengan persamaan :

$$J(S_w) = 0,21645 \frac{P_{c \text{ res}}}{\sigma_{\text{res}}} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (2-30)$$

- b. Menghitung S_w^* normalisasi dengan persamaan :

$$S_w^* = \frac{S_w \text{ lab} - S_{wc}}{(1 - S_{wc} - S_{or})} \quad (2-31)$$

- c. Plot grafik $J(S_w)$ vs S_w^* kemudian membuat *trendline* dari grafik tersebut.

- d. Menghitung $J^*(S_w)$ normalisasi dari persamaan *trendline* tersebut.

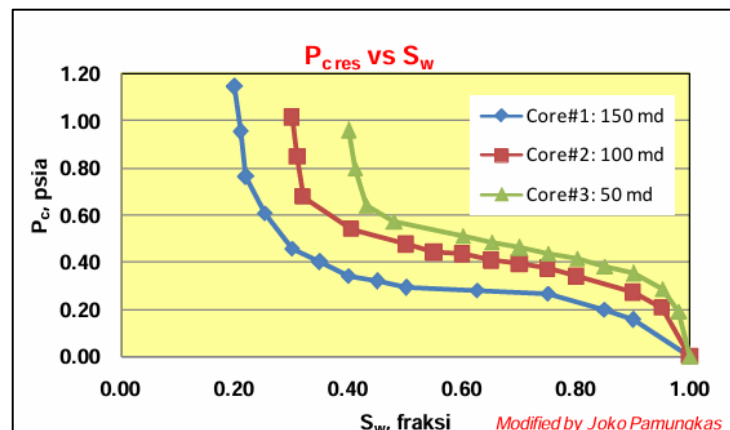
- 4) Melakukan denormalisasi S_w dengan persamaan berikut :

$$S_w = S_w^* (1 - S_{wc \text{ avg}} - S_{or \text{ avg}}) + S_{wc \text{ avg}} \quad (2-32)$$

- 5) Melakukan denormalisasi P_c dengan persamaan :

$$P_c = \frac{J(S_w) \times \sigma}{0,21645 \sqrt{K \phi}} \quad (2-33)$$

- 6) Memplot grafik $J^*(S_w)$ vs S_w denormalisasi



Gambar 2. 20. Contoh Kurva Tekanan Kapiler
Sistem Minyak-Air (Pamungkas,2011)

- c. Pengolahan PVT

Pengolahan data PVT sangat penting untuk dilakukan karena data PVT merupakan data yang menggambarkan karakteristik fisik fluida reservoir. Beberapa sifat fluida yang perlu diperhatikan mencakup kelarutan gas dalam minyak (R_s), faktor volume formasi minyak (B_o) yang mempengaruhi

perubahan volume minyak pada kondisi awal, serta viskositas minyak (μ) yang berperan terhadap besar-kecilnya laju produksi.

Proses pengolahan PVT dapat dilakukan melalui simulator atau menggunakan berbagai korelasi empiris. Sejumlah korelasi yang umum dipakai untuk menganalisis data PVT antara lain Beggs & Robinson, Kartoatmodjo & Schmidt, Vsquez & Beggs, Standing, Frik, Glaso, Laster, Carr-Kobayashi-Burrows, dan lainnya. Korelasi tersebut kemudian disesuaikan dengan kondisi lapangan agar hasil pengolahan PVT yang diperoleh mendekati kondisi aslinya.

3. Input Data

Pada tahap ini, data PVT dan SCAL yang telah diproses dimasukkan ke dalam simulator. Data SCAL yang diinput mencakup parameter seperti S_o , K_{ro} , K_{rw} , S_w dan P_c . Sementara itu, data PVT yang dimasukkan meliputi hubungan viskositas terhadap tekanan. Semua data tersebut berpengaruh langsung terhadap penentuan nilai *in place* pada proses inisialisasi model.

4. Penyelarasan dan Validasi Model Reservoir

Sebelum model digunakan untuk melakukan prediksi, diperlukan proses validasi yang bertujuan untuk memastikan bahwa model tersebut benar-benar menggambarkan kondisi reservoir yang sesungguhnya. Tahapan validasi ini umumnya terdiri dari tiga bagian utama yaitu sebagai berikut :

1. Inisialisasi

Inisialisasi merupakan proses untuk meninjau kembali seluruh data yang telah dimasukkan ke dalam simulator. Tahap ini bertujuan memastikan stabilitas model, menyelaraskan *In-Place* model dengan *In-Place* hasil volumetrik (Rukmana, 2013).

2. *History Matching*

History matching adalah proses penyelarasan kinerja model dengan kinerja reservoir sebenarnya sehingga didapatkan model aktual yang akurat (Ratnaningsih Dyah et al., 2023). Penyelarasan yang dilakukan berupa penyelarasan kinerja produksi minyak lapangan dan kinerja tekanan lapangan dari awal produksi hingga waktu kini. Parameter yang harus diselaraskan adalah sebagai berikut :

1. Input Liquid rate, perbedaan model dengan data aktual pada *end of history* :
 - Kumulatif liquid model terhadap kumulatif liquid aktual $< 1\%$
 - Np model terhadap Np aktual $< 5\%$
 - Wp model terhadap Wp aktual $< 10\%$
 - Gp model terhadap Gp aktual $< 20\%$
2. Input Oil rate, perbedaan model dengan data aktual pada *end of history*:
 - Np model terhadap Np aktual $< 1\%$
 - Wp model terhadap Wp aktual $< 5\%$
 - Gp model terhadap Gp aktual $< 10\%$
3. Input Gas rate, perbedaan model dengan data aktual pada *end of history*:
 - Gp model terhadap Gp aktual $< 1\%$
 - Wp model terhadap Wp aktual $< 5\%$

3. Tahap Prediksi

Peramalan dilakukan setelah proses *history matching* selesai. Parameter yang dipakai pada tahap ini berasal dari nilai-nilai yang telah ditetapkan sebelumnya, kemudian simulasi dijalankan untuk memprediksi respons reservoir pada kondisi yang telah didefinisikan. Perilaku reservoir pada tahap prediksi sangat dipengaruhi oleh nilai parameter yang digunakan, terutama yang berkaitan dengan strategi pengembangan atau optimasi lapangan. Tujuan utama tahap prediksi adalah memperkirakan bagaimana reservoir akan berperilaku di masa mendatang berdasarkan skenario kondisi yang diinginkan.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1. Metode Penelitian

Metode yang digunakan dalam penelitian ini yaitu kuantitatif dengan menggunakan studi Simulasi Reservoir. Lalu Prosedur yang digunakan dalam penelitian ini yaitu dengan mengumpulkan data *Pressure Transient Analysis*, data statik, dan data dinamik reservoir untuk merencanakan penambahan sumur *waterflooding* yang bertujuan untuk meningkatkan *cumulative* produksi dan meningkatkan *Recovery Factor*.

3.2. Tahapan Penelitian

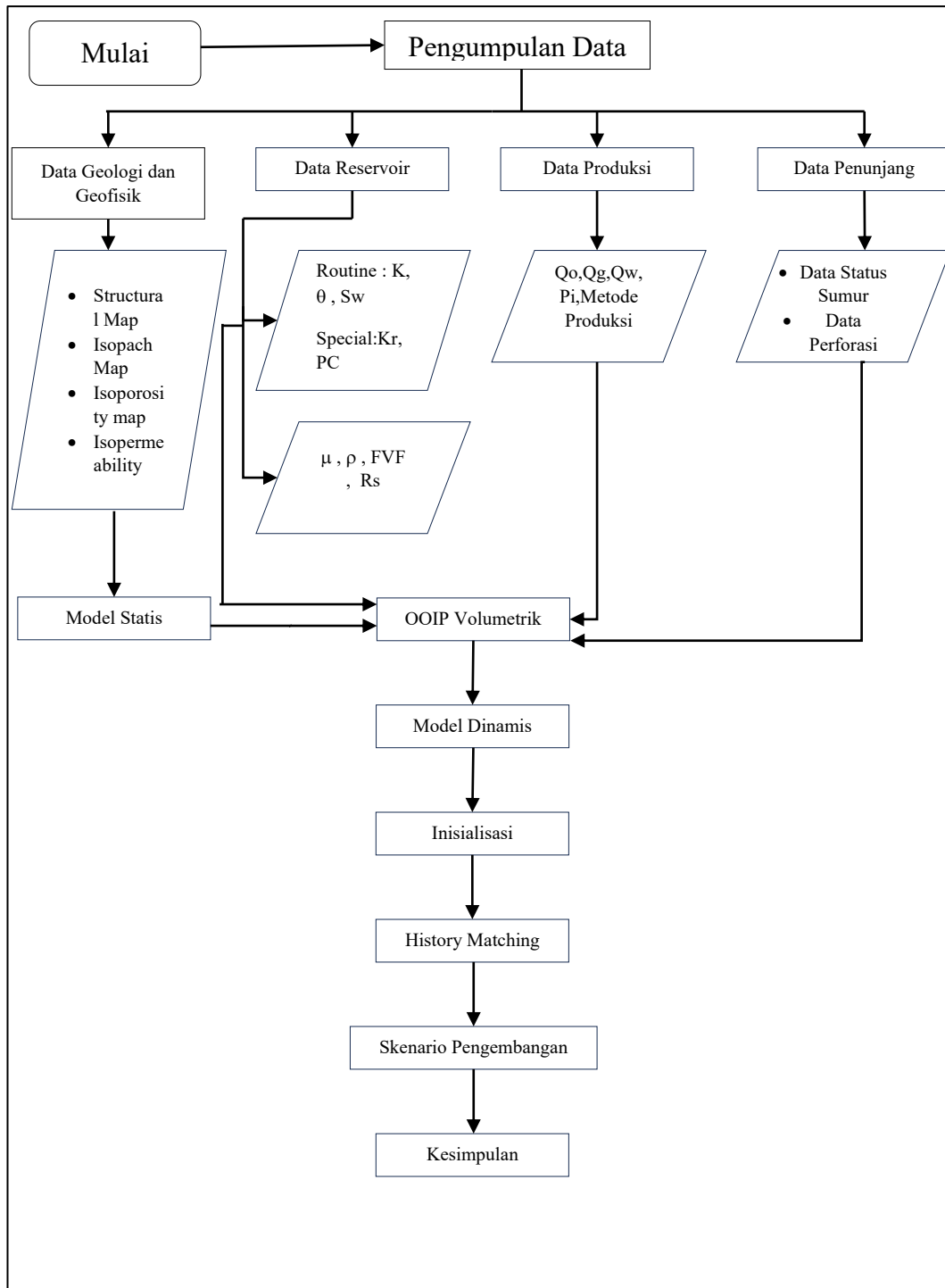
Penelitian ini dilakukan pertama kali dengan melakukan kajian literatur untuk memahami prinsip-prinsip dasar terkait pengolahan data dan metode simulasi reservoir. Setelah itu, dilakukan tahap pengumpulan serta penyiapan data, meliputi data geologi, data sumur, data PVT, serta data RCAL dan SCAL. Informasi geologi dimanfaatkan untuk Menyusun model geologi awal lapangan, sedangkan data RCAL dan SCAL digunakan untuk memperoleh karakteristik seperti permeabilitas relative (K_{ro} , K_{rw} , K_{rg} terhadap fungsi S_w) dan kurva tekanan kapiler (P_c terhadap fungsi S_w) yang harus dinormalisasi dan denormalisasi sebelum dimasukkan ke dalam simulator. Data PVT berfungsi untuk menentukan sifat fisik fluida reservoir, sementara data sumur menyediakan history produksi dan parameter operasional lain yang diperlukan dalam proses simulasi.

Metode yang digunakan dalam menyelesaikan skripsi ini melibatkan metode analisis dan simulasi reservoir untuk mengoptimalkan pola injeksi dan menambah perolehan minyak. Langkah-langkah yang harus diperhatikan untuk melaksanakan penelitian ini yaitu :

1. Melakukan Pengumpulan data berupa data Geologi, data reservoir, data produksi, dan data penunjang. Data yang dimaksud yaitu :
 - a. Data SCAL : data *end point*, normalisasi, dan pembagian rock region

- b. Data PVT : Plot Pressure vs Depth , Pressure vs Bo , Pressure vs visco , Pressure vs Rs.
 - c. Data Produksi : *rate* sumuran , tekanan , cumulatif produksi, GOR dan WOR, Water Cut, BHP.
2. Melakukan penginputan kedalam simulasi reservoir untuk model geologi beserta berbagai *property* batuan reservoir
 3. Pembuatan model dinamis reservoir dengan memasukkan parameter dinamis seperti PVT, SCAL, dan Tekanan
 4. Melakukan inisialisasi cadangan berdasarkan perhitungan volumetrik model statis
 5. Melakukan *history matching* pada model reservoir dengan menggunakan data produksi
 6. Menjalankan simulasi hingga *rate limit* dengan meneruskan produksi sumur yang masih berproduksi hingga akhir *history matching*
 7. Menjalankan simulasi dengan menentukan skenario yang paling optimum
 8. Menghitung *recovery* yang paling optimum dari skenario yang telah dilakukan.
- Pada pengerjaan skripsi ini dibuat *flowchart* sesuai dengan data diatas seperti pada

Gambar 3.1



Gambar 3. 1. Flowchart Proses Studi Simulasi Reservoir Untuk Perencanaan Penambahan Sumur *Waterflooding*

BAB IV

PENGOLAHAN DAN PENYAJIAN DATA

4.1. Pengolahan Data PVT

Pada lapangan “AAN”, sifat fisik fluida reservoir diperoleh melalui analisis fluida properties yang mencakup *Constant Composition Expansion* (CCE) dan *Differential Liberation Expansion* (DLE). Komposisi fluida yang tersedia untuk lapangan tersebut disajikan pada **Tabel 4.1**. Berdasarkan table tersebut, terlihat bahwa fluida mengandung *impurity*. *Impurity* merupakan zat atau komponen yang tidak diinginkan pada komposisi fluida karena merupakan non-hidrokarbon. Pada lapangan “AAN” berupa CO₂ sebesar 44% molar dan N₂ sebesar 20% molar serta tidak ditemukan keberadaan gas H₂S. Derajat API dari fluida adalah 25,2 API, yang menurut klasifikasi API termasuk kategori black oil. Selain itu, komponen dengan fraksi molar terbesar berasal dari fraksi berat C₇+, yaitu sebesar C₇+ 65,96%.

Tabel 4. 1. Komposisi Fluida Hidrokarbon

Component	Mol %	Weight %
H ₂ S	0	0
CO ₂	0.44	0.11
N ₂	0.2	0.04
C ₁	24.84	2.33
C ₂	0.47	0.08
C ₃	0.72	0.19
iC ₄	0.91	0.31
nC ₄	0.32	0.11
iC ₅	3.22	1.36
nC ₅	0.15	0.06
C ₆	2.77	1.36
C ₇ +	65.96	94.05
TOTAL	100	100

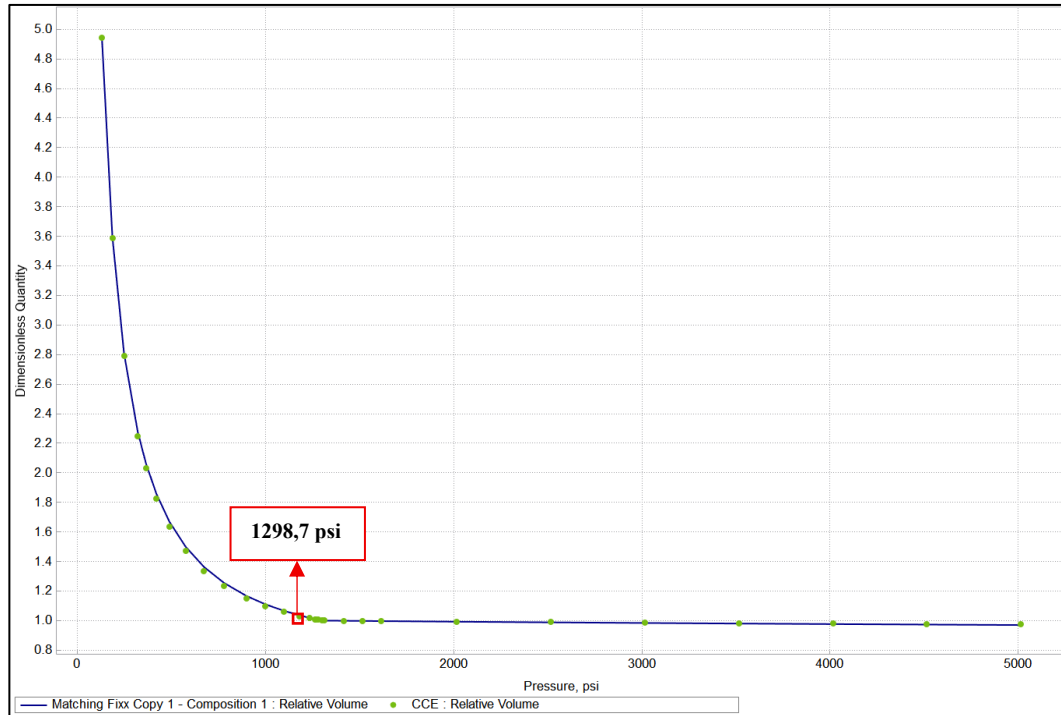
Untuk hasil analisa PVT *Constant Component Expansion* (CCE) pada lapangan “AAN” dapat dilihat pada **Tabel 4.2**.

Tabel 4. 2. Tabulasi Data *Constant Component Expansion*

CCE			
Pressure (PSIG)	Pressure (PSIA)	Rel.Volume	Y function
5000	5014.7	0.9736	
4500	4514.7	0.9767	
4000	4014.7	0.9799	
3500	3514.7	0.9832	
3000	3014.7	0.9866	
2500	2514.7	0.9902	
2000	2014.7	0.994	
1600	1614.7	0.9972	
1500	1514.7	0.9981	
1400	1414.7	0.9989	
1300	1314.7	0.9998	
1284	1298.7	1	
1264	1278.7	1.0047	
1254	1268.7	1.0071	
1248	1262.7	1.0085	
1221	1235.7	1.0154	
1168	1182.7	1.0301	
1082	1096.7	1.0579	3.179
984	998.7	1.0974	3.084
884	898.7	1.149	2.988
765	779.7	1.2317	2.873
659	673.7	1.3348	2.771
561	575.7	1.4693	2.676
475	489.7	1.637	2.593
406	420.7	1.826	2.527
351	365.7	2.0314	2.473
307	321.7	2.2492	2.431
234	248.7	2.7883	2.361
172	186.7	3.5884	2.301
117	131.7	4.9415	2.248

Constant component expansion merupakan hubungan pressure-volume-temperature Pada fluida reservoir dengan tujuan dari pengujian ini yaitu untuk mengetahui sifat fisik fluida reservoir dengan pengaruh terhadap tekanan, volume, dan temperature. Pengujian *constant component expansion* memiliki tujuan mendapatkan nilai dari tekanan *bubble point* (*Bubble Point Pressure*), tekanan dimana gas mulai terbentuk pada minyak. Tabulasi data *constant component expansion* pada **Tabel 4.2.** dapat dilihat bahwa tekanan *bubble point* (*Pb*) memiliki nilai 1298,7 psi dengan relative

volume bernilai 1. Pada **Gambar 4.1.** dapat dilihat grafik *Constant composition expansion*.



Gambar 4. 1. Relative volume terhadap fungsi tekanan

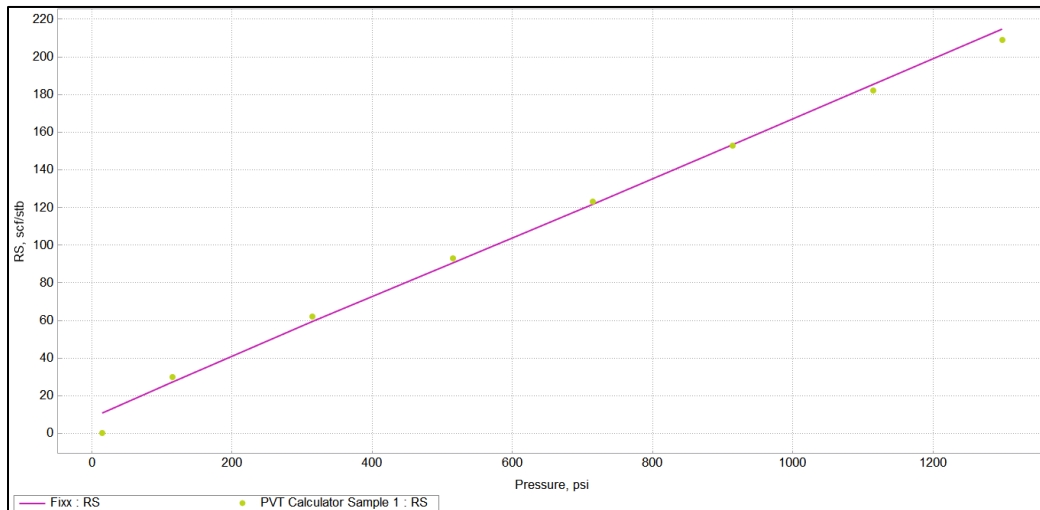
Pada **Gambar 4.1.** dapat dilihat bahwa pada tekanan 5000 Psi sampai dengan 1298,7 Psi (*Bubble Point Pressure*), nilai dari relative volume masih konstan karena fase fluida masih full liquid. Namun, ketika tekanan sudah berada dibawah *bubble point pressure* maka nilai dari relative volume akan meningkat karena munculnya fasa gas sehingga volume makin bertambah yang menyebabkan nilai dari relative volume menjadi meningkat.

Selanjutnya pada pengujian *Differential Liberation Expansion*, dimana merupakan pengujian pressure-volume-temperature untuk fluida minyak dimana tekanan diturunkan secara bertahap dengan temperature yang konstan dan pada setiap penurunan tekanan, gas yang terbentuk dikeluarkan secara bertahap dan permanen sehingga menyebabkan komposisi minyak berubah. Pada **Tabel 4.3.** dapat dilihat tabulasi data dari pengujian *Differential Liberation Expansion*.

Tabel 4. 3. Tabulasi Data *Differential Liberation Expansion*

Pressure (PSIG)	Pressure (PSIA)	RS	OIL FVF	TOTAL FVF	DLE					
					Oil Density (gm/cc)	Z	Gas FVF (SCF/RVB)	Inc Gas Gravity	Oil Viscosity (cp)	Calc. Gas Viscosity (cp)
1284	1298.7	209	1.148	1.148	0.8084					
1100	1114.7	182	1.138	1.206	0.8122	0.922	0.01481	0.608		
900	914.7	153	1.127	1.307	0.8163	0.934	0.01828	0.614		
700	714.7	123	1.117	1.48	0.8204	0.946	0.0237	0.618		
500	514.7	93	1.106	1.797	0.8246	0.959	0.03337	0.627		
300	314.7	62	1.095	2.532	0.8293	0.974	0.05539	0.661		
100	114.7	30	1.079	6.003	0.8354	0.989	0.15436	0.804		
0	14.7	0	1.051		0.8491			1.459		

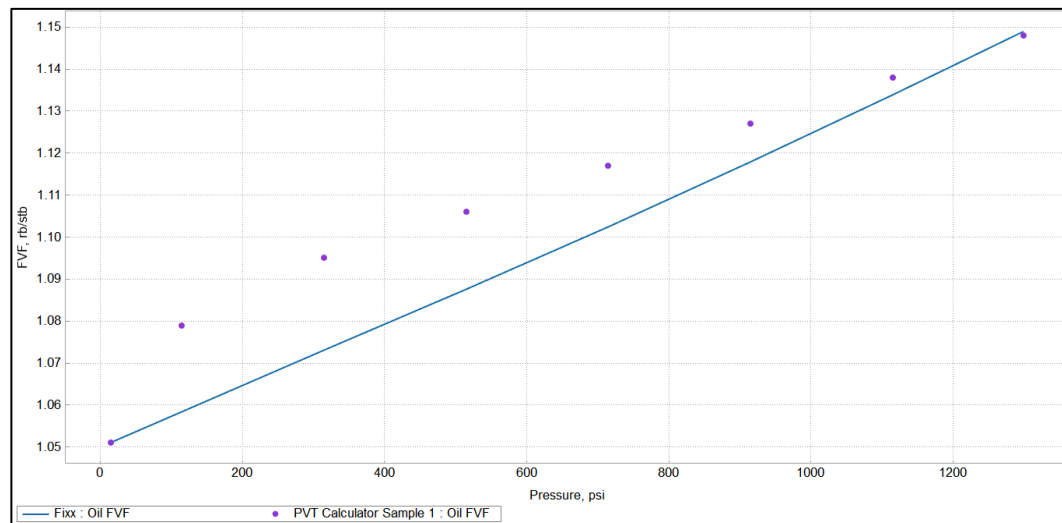
Pada **Tabel 4.3.** tersebut dapat dilihat pada kondisi tekanan *bubble point* yang telah didapatkan dari pengujian *constant composition expansion*, didapatkan nilai dari sifat-sifat fisik fluida seperti Kelarutan gas dalam minyak (Rs), faktor volume formasi minyak (Bo), faktor volume formasi total (Bt), densitas oil, z faktor, faktor volume formasi gas (Bg). Tetapi, pada validasi data PVT laboratorium yang dilakukan pada lapangan “AAN” hanya terbatas pada sifat fisik berupa kelarutan gas dalam minyak (Rs), faktor volume formasi minyak (Bo), dan densitas minyak. Gambar grafik validasi dari sifat fisik tersebut dapat dilihat pada **Gambar 4.2.** hingga **Gambar 4.4.**



Gambar 4. 2. Grafik Kelarutan Gas Pada Minyak (Rs) terhadap fungsi tekanan

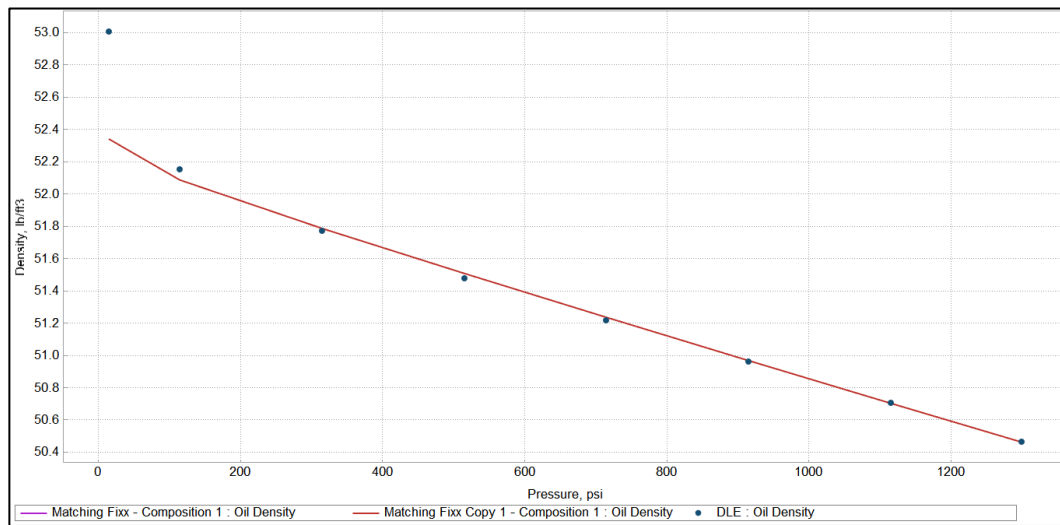
Pada **Gambar 4.2.** yang merupakan grafik kelarutan gas pada minyak (Rs) terhadap fungsi tekanan. Terlihat pada grafik tersebut bahwa kelarutan gas pada minyak

menurun seiring dengan penurunan tekanan. Secara fisik, hal ini berarti ketika tekanan semakin rendah maka kemampuan minyak untuk melarutkan gas akan semakin kecil. Hal ini karena gaya tekan membantu gas tetap terdispersi didalam fasa cair. Tujuan dari grafik kelarutan gas terhadap fungsi tekanan yaitu untuk memahami kemampuan minyak untuk melarutkan gas pada tekanan tertentu.



Gambar 4. 3. Grafik Faktor Volume Formasi Minyak (B_o) Terhadap Fungsi Tekanan

Pada **Grafik 4.3.** terlihat bahwa volume minyak menurun seiring dengan penurunan tekanan. Nilai faktor volume formasi (B_o) merupakan perbandingan antara volume minyak pada reservoir (B_{bl}) dengan volume minyak di permukaan (Stb). Pada tekanan yang semakin menurun dibawah tekanan *bubble point*, gas mulai terbebaskan dari minyak sehingga volume minyak relatif semakin berkurang dan membuat nilai dari faktor volume formasi minyak (B_o) semakin rendah. Tujuan dari grafik faktor volume formasi minyak (B_o) terhadap fungsi tekanan yaitu untuk memahami perubahan volume minyak akibat penurunan tekanan.

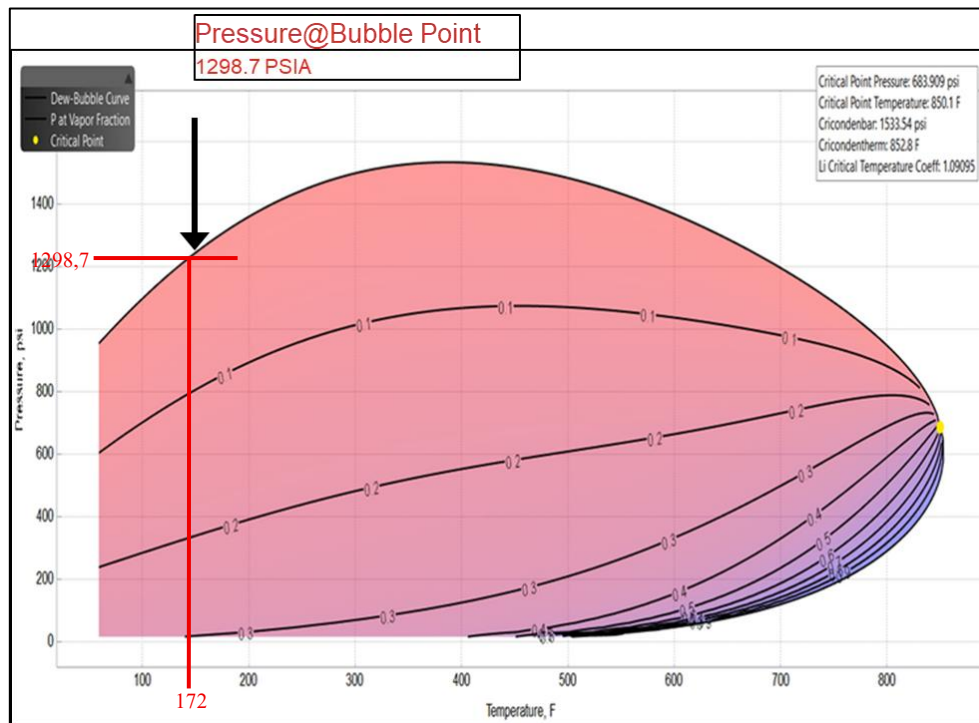


Gambar 4. 4. Grafik Oil Density Terhadap Fungsi Tekanan

Pada **Gambar 4.4.** terlihat bahwa penurunan tekanan membuat densitas minyak menjadi meningkat. Hal ini secara fisik dikarenakan pada tekanan yang semakin rendah, gas yang terlarut didalam fase minyak mulai terbebaskan dan membuat minyak menjadi lebih berat sehingga densitasnya meningkat. Tujuan dari grafik Oil Density yaitu untuk memahami respon fisik minyak terhadap perubahan tekanan.

4.2. Phase Envelope

Phase Envelope merupakan daerah pada diagram pressure-temperature yang membatasi kondisi fasa fluida, yang dibentuk oleh kurva *bubble point* dan *dew point*. Pada **Gambar 4.5.** dapat dilihat *phase Envelope* pada lapangan “AAN”. Pada gambar tersebut terdapat nilai dari *bubble point* untuk lapangan “AAN” sebesar 1298,7 psia dan temperature reservoir pada lapangan “AAN” sebesar 172° F. Hal tersebut dapat dijadikan acuan bahwa ketika tekanan reservoir sudah berada dibawah tekanan *bubble point*, maka terdapat penambahan fasa gas didalam reservoir karena gas yang terlarut didalam minyak mulai bebas karena penurunan tekanan.



Gambar 4. 5. Diagram Fasa Fluida

Pada **Gambar 4.5.** yang merupakan gambar diagram fasa tekanan – temperature, fluida reservoir yang menampilkan *envelope* dua fasa fluida (oil – gas) yang dibatasi oleh tekanan *bubble point* disisi kiri. Area didalam kurva yang berwarna merupakan kondisi dua fasa, sedangkan area diluar kubah menunjukkan kondisi satu fasa. Dapat dilihat bahwa *Bubble Point Pressure* dengan nilai 1298,7 psia menunjukkan kondisi kritis pada saat gas pertama kali keluar dari minyak ketika tekanan diturunkan. Sedangkan didalam *envelope* terdapat angka yang menunjukkan komposisi gas dalam sistem dua fasa. Tujuan dari gambar diagram fasa fluida tersebut yaitu untuk menjelaskan bagaimana fasa fluida dari satu fasa ke dua fasa bisa terjadi.

Berdasarkan data *fluid properties* yang tersedia untuk Lapangan “AAN” dan ditampilkan pada **Gambar 4.6.** diperoleh interpretasi bahwa diagram fasa fluida reservoir pada lapangan tersebut tergolong jenis *Black Oil*. Penentuan ini didukung oleh beberapa parameter berikut :

- API : 25,2
- Mol C7+ : 65,96 %
- GOR : 209 SCF/STB
- Boi : 1,148 RB/STB
- Temp : 172 ° F
- Pb : 1298,7 Psia

Table 1 – Typical fluid properties of five reservoir fluid types (McCain 1994).					
	Black Oil	Volatile Oil	Retrograde Gas	Wet Gas	Dry Gas
Initial producing gas/liquid ratio (SCF/STB)	<1,750	1,750 to 3,200	>3,200	>15,000	100,000
Initial stock-tank liquid gravity, °API	<45	>40	>40	Up to 70	No liquid
Color of stock-tank liquid	Dark	Colored	Lightly colored	no color	No liquid
Heptanes plus, mol%	>20	20 to 12.5	<12.5	<4	<0.7

Gambar 4. 6. *Fluid Type*

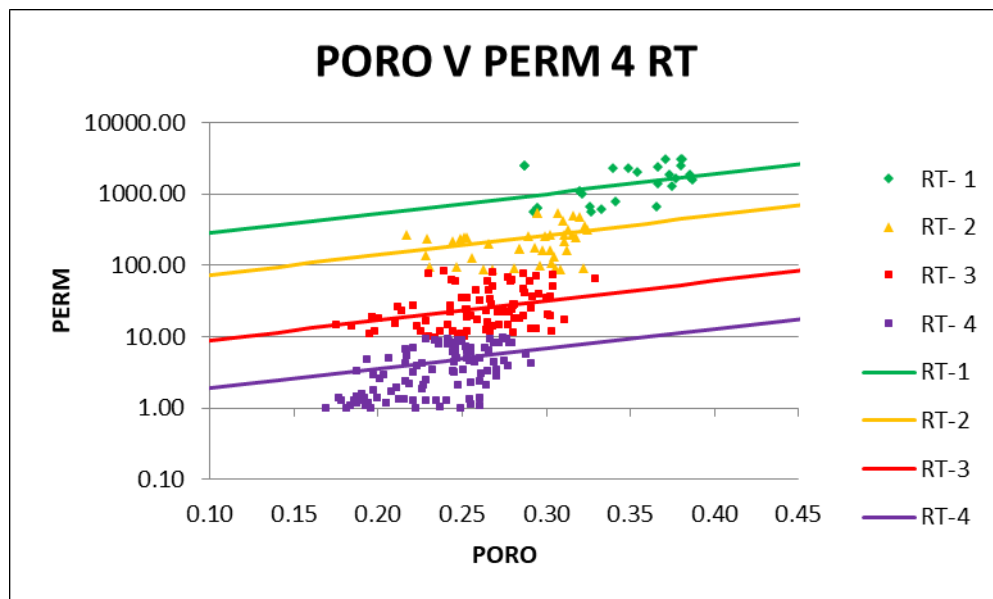
Pada **Gambar 4.6.** diatas, menampilkan table klasifikasi fluida reservoir berdasarkan sifat dari limatipe fluida yaitu *black oil*, *volatile oil*, *retrograde gas*, *wet gas* dan *dry gas*. Pada setiap tipe fluida tersebut dibedakan dari beberapa parameter seperti GLR/GOR, derajat API, dan komposisi dari fraksi berat (Heptanes plus,C7+). Dari table GLR terlihat bahwa semakin ringan fluida maka nilai dari GLR semakin tinggi, dari table derajat API terlihat jika derajat API semakin tinggi maka semakin ringan fluida tersebut dan semakin kecil nilai dari komposisi dari Heptanes Plus,C7+ maka semakin ringan fluida tersebut. Tujuan dari gambar *fluid type* tersebut yaitu untuk memberikan klasifikasi jenis reservoir berdasarkan sifat PVT dan komposisi fluida reservoir.

4.3. Pengolahan Data *Routine Core Analisis* dan *Spesial Core Analisis*

Pengolahan Data *Routine Core Analisis* dan *Spesial Core Analisis* bertujuan agar data yang digunakan pada model simulasi reservoir sesuai dengan kondisi reservoir yang sesungguhnya.

4.3.1. *Routine Core Analisis*

Data *Routine Core Analisis* (RCAL) pada Lapangan “AAN” merupakan data sekunder. Pengolahan data *Routine Core analisis* yang dilakukan yaitu menggunakan metode konvensional dengan menggunakan porositas dan permeabilitas dari beberapa sampel batuan sumur yang merepresentasikan seluruh reservoir pada Lapangan “AAN”. Tujuan dari pengolahan data *Routine Core* yaitu untuk menentukan *Rock Region*. Grafik penentuan *Rock Region* dapat dilihat pada **Gambar 4.7**.



Gambar 4. 7 Grafik Penentuan *Rock Region* Lapangan “AAN”
(PHE ONWJ)

Pada **Gambar 4.7**, yang menggambarkan hubungan antara porositas dengan permeabilitas, dapat diidentifikasi empat *rock region* (RT-1 hingga RT-4). Keempat *rock region* tersebut menunjukkan karakteristik batuan reservoir yang

berbeda-beda. Range Nilai dari porositas dan permeabilitas pada masing-masing *Rock Type* dapat dilihat pada **Tabel 4.4**.

Tabel 4. 4. Hasil Klasifikasi *Rock Region* Lapangan “AAN” (PHE ONWJ)

RT	min poro	max poro	min K	max K	AVG Poro	AVG K
1	0.29	0.39	568	3000	0.35	1618.82
2	0.22	0.32	86	545	0.29	232.77
3	0.17	0.33	9.7	83	0.26	29.67
4	0.17	0.29	1	9.65	0.23	4.04

Pada **Tabel 4.4**. Dapat dilihat bahwa RT-1 memiliki kualitas batuan reservoir yang sangat baik. Hal ini dibuktikan dengan nilai dari *average* porositas 0,35 dan *average* permeabilitas 1618,82. Sedangkan RT-2 dan RT-3 memiliki kualitas batuan yang sedang dengan nilai *average* porositas dari RT-2 sebesar 0,29 dan RT-3 sebesar 0,26 dan nilai *average* permeabilitas pada RT-2 sebesar 232,77 mD dan pada RT-3 sebesar 29,67 mD. Sedangkan pada RT-4 memiliki kualitas batuan reservoir yang buruk ditunjukkan dengan nilai *average* porositas sebesar 0,23 dan nilai *average* permeabilitas sebesar 4,04 mD.

4.3.2. *Special Core Analysis*

Pengolahan data *Special Core Analysis* (SCAL) dilakukan dengan tujuan untuk mendapatkan parameter dari aliran fluida multifasa pada batuan reservoir. Pada pengolahan data *Spesial Core Analisis* (SCAL) parameter data yang diolah yaitu permeabilitas relatif sistem minyak-air (Kro-Krw) dan permeabilitas relative sistem minyak-gas (Kro-Krg) serta tekanan kapiler (Pc).

1. Permeabilitas Relatif

Permeabilitas relatif merupakan kemampuan masing-masing fasa fluida untuk mengalir secara bersamaan pada batuan untuk kondisi saturasi tertentu.

- Sistem Minyak – Air

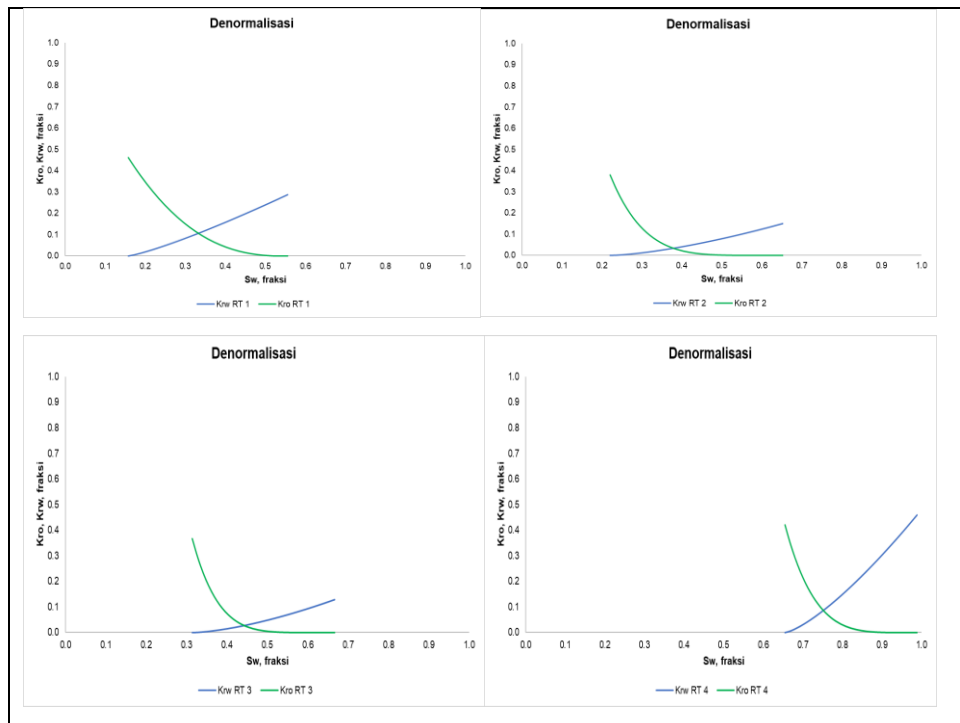
Pada pengolahan data permeabilitas relatif sistem minyak – air bertujuan untuk mengetahui hubungan antara saturasi air (S_w) dengan kemampuan alir minyak dan air. Parameter utama yang diolah yaitu *Saturation Water Connate* (S_{wc}),

permeabilitas relatif minyak pada kondisi *saturation water connate* ($K_{ro@Swc}$), permeabilitas relatif air pada kondisi *saturation oil residu* ($K_{rw@Sor}$), dan *saturation oil residu* (S_{or}). Nilai dari masing-masing parameter tersebut setiap *Rock Region* dapat dilihat pada **Tabel 4.5**.

Tabel 4. 5. Nilai *End-Point* pada Lapangan “AAN” (PHE ONWJ)

RT	Perm	Swc	Sor	Kro@Swc	Krw@Sor
1	1618.82	0.16	0.44	0.46	0.29
2	232.77	0.22	0.35	0.38	0.15
3	29.67	0.31	0.33	0.37	0.13
4	4.04	0.44	0.33	0.37	0.13

Pada **Tabel 4.5**, merupakan nilai *End Point* dari masing-masing *Rock Region* (RT-1 hingga RT-4) pada sistem minyak – air. Parameter yang terdapat pada **Tabel 4.5**, yaitu *Saturation water connate* (S_{wc}), *Saturation Oil Residu* (S_{or}), Permeabilitas relatif oil pada kondisi *Saturation Water Connate* ($K_{ro@Swc}$), dan Permeabilitas relatif air pada kondisi *Saturation Oil Residu*. Tujuan dari penentuan nilai *end-point* tersebut yaitu untuk merepresentasikan perbedaan aliran fluida karena kualitas batuan yang beragam pada masing-masing *rock region*. Pada *Rock Region* yang memiliki kualitas batuan yang baik maka nilai dari *Saturation water connate* (S_{wc}) dan *Saturation Oil Residu* (S_{or}) rendah, sedangkan nilai permeabilitas relatif minyak yang lebih tinggi. Selanjutnya dari nilai *end point* tersebut digunakan untuk pembentukan kurva dari permeabilitas relatif. Kurva dari permeabilitas relatif pada masing-masing *Rock Region* dapat dilihat pada **Gambar 4.8**. Pada gambar tersebut dapat dilihat denormalisasi pada masing-masing *Rock Region* yang berfungsi untuk menentukan nilai-nilai dari *end point* untuk setiap *rock region*. Penentuan nilai *end point* yang tepat sangat penting untuk meningkatkan hasil prediksi kinerja reservoir pada tahap simulasi selanjutnya.



Gambar 4. 8. Kurva Permeabilitas Relatif Lapangan “AAN”
(PHE ONWJ)

- Sistem Minyak – Gas

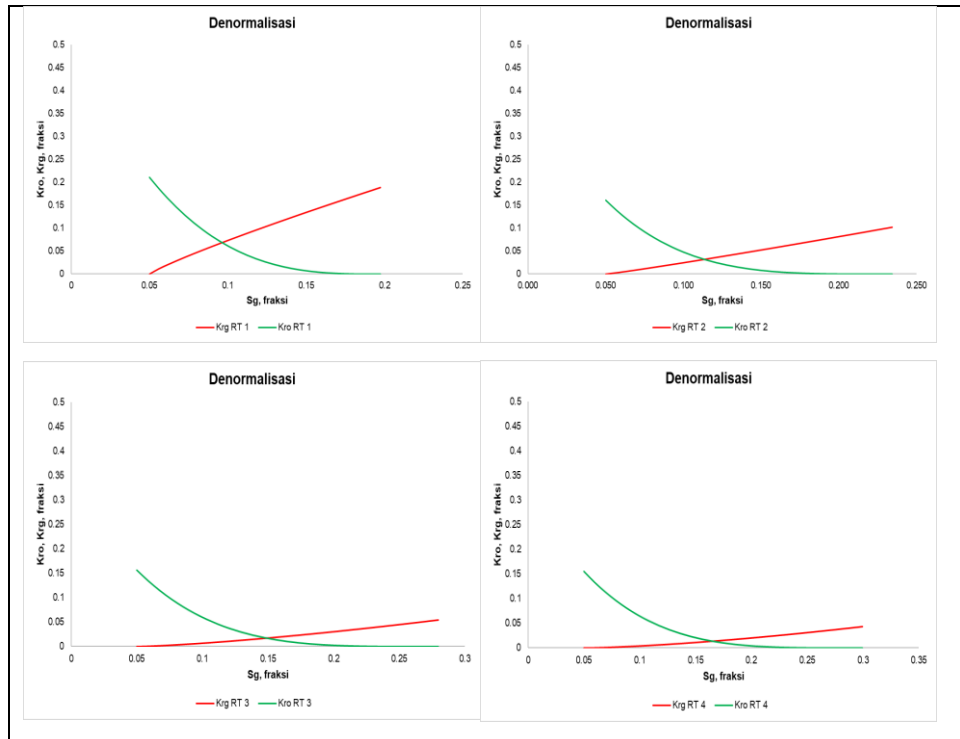
Pengolahan data permeabilitas relatif pada sistem minyak -gas bertujuan untuk mengetahui aliran minyak dan gas pada saat kondisi ada gas bebas (gas cap) dan prediksi penurunan laju produksi minyak akibat peningkatan fasa gas bebas (gas cap). Parameter yang diolah meliputi *Saturation Gas Critical* (S_{gc}), permeabilitas relatif minyak pada kondisi *saturation Gas Critical* ($K_{ro}@S_{gc}$), permeabilitas relatif gas pada kondisi *saturation oil residu* ($K_{rg}@S_{gor}$), dan *saturation oil residu* terhadap gas (S_{gor}). Nilai dari masing-masing parameter tersebut dapat dilihat pada **Tabel 4.6**. Penentuan parameter tersebut dilakukan untuk menggambarkan interaksi dua fasa fluida dalam media berpori, khususnya pada kondisi transisi dari aliran dominan minyak ke aliran yang didominasi oleh gas bebas. Perubahan nilai permeabilitas relatif pada masing-masing kondisi saturasi menunjukkan kemampuan batuan dalam mengalirkan fluida tertentu ketika fasa lainnya mulai mendominasi ruang pori.

Tabel 4. 6. Nilai *End Point* Pada Lapangan “AAN”

RT	Perm	Sgi	Sgor	Kro@Sgi	Krg@Sgor
1	555.00	0.05	0.80	0.21	0.19
2	55.00	0.05	0.77	0.16	0.10
3	5.00	0.05	0.72	0.16	0.05
4	2.00	0.05	0.70	0.16	0.04

Pada **Tabel 4.6.** merupakan table dari nilai parameter *end point* sistem minyak – gas untuk masing-masing *rock region* (RT-1 hingga RT-4). Penentuan nilai *end point* ini bertujuan untuk merepresentasikan perbedaan karakteristik aliran fluida minyak dan gas dari masing-masing kualitas batuan pada setiap *rock region*. Pada *rock region* yang memiliki kualitas batuan yang baik memiliki nilai *Saturation Gas Critical* (Sgc) dan *saturation oil residu* terhadap gas (Sgor) serta permeabilitas relatif minyak yang lebih tinggi. Sehingga dapat mempertahankan laju alir minyak pada saat fasa gas mulai terbentuk. Pada **Gambar 4.9.** merupakan kurva dari permeabilitas relatif dari masing-masing *rock region* pada sistem minyak – gas. Perbedaan nilai parameter pada setiap *rock region* menunjukkan adanya variasi tingkat kemampuan batuan dalam mengalirkan minyak dan gas. *Rock region* dengan permeabilitas yang lebih tinggi cenderung memiliki nilai permeabilitas relatif minyak yang lebih besar pada kondisi awal terbentuknya gas, sehingga pengaruh keberadaan gas terhadap penurunan laju alir minyak relatif lebih kecil dibandingkan dengan *rock region* yang memiliki permeabilitas rendah. Selain itu, variasi nilai Sgor pada masing-masing *rock region* mengindikasikan perbedaan kapasitas batuan dalam mempertahankan minyak setelah terjadinya peningkatan saturasi gas. Semakin rendah nilai Sgor, maka semakin kecil volume minyak yang tertinggal sebagai minyak residu akibat ekspansi atau pembentukan gas bebas. Hal ini berpengaruh langsung terhadap potensi perolehan minyak serta efisiensi pengurusan reservoir. Dengan mempertimbangkan hubungan antara parameter saturasi dan permeabilitas relatif tersebut, evaluasi *end point* tidak hanya memberikan gambaran karakteristik aliran fluida, tetapi juga menjadi dasar

dalam penentuan strategi pengelolaan produksi agar penurunan kinerja reservoir dapat diantisipasi secara optimal.



Gambar 4. 9. Kurva Permeabilitas Relatif Lapangan “AAN”
(PHE ONWJ)

4.4. Analisa Model Simulasi Reservoir

Setelah seluruh proses persiapan, pengolahan, dan pemasukan data selesai dilakukan, tahap selanjutnya adalah membangun model dinamis dengan cara melakukan penginputan data-data seperti data PVT, data *relative permeability*, data *bubble point pressure*, data *rock compressibility*, data *Equilibration*, data *well structure*, dan data *well production* pada Lapisan “AB” di Lapangan “AAN” dengan menggunakan perangkat lunak tNavigator. Setelah itu, dilakukan beberapa tahapan sebagai berikut :

1. Inisialisasi merupakan tahapan menyelaraskan nilai dari *original oil in place* secara volumetrik. Proses inisialisasi ini dilakukan dengan menyesuaikan nilai OOIP dari model reservoir Lapangan “AAN” Lapisan “AB” dengan nilai OOIP aktual.

2. *History Matching* merupakan tahapan penyelarasan antara laju produksi dan kumulatif produksi hasil simulasi dengan data aktual.
3. Peramalan (*Forecasting*) merupakan tahapan untuk memperkirakan hasil produksi selama waktu yang telah ditentukan.

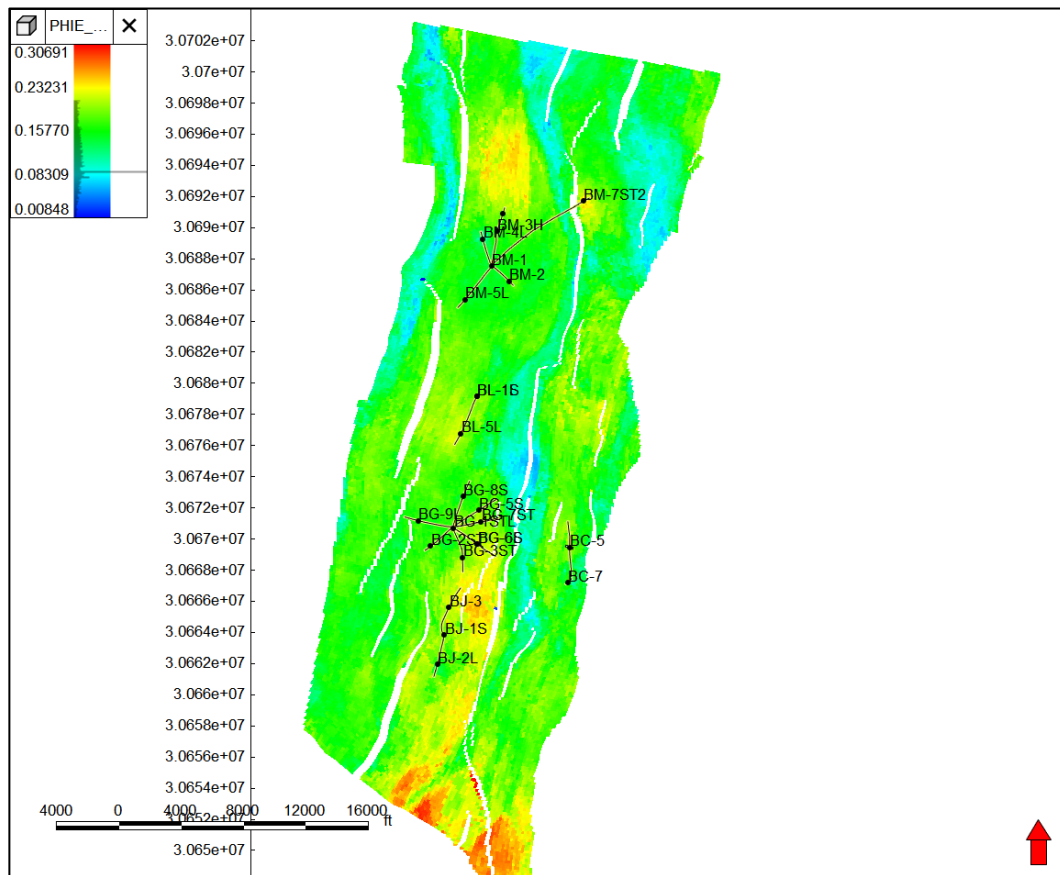
Tahapan – tahapan tersebut dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak tNavigator. Spesifikasi model reservoir yang dibuat ditampilkan pada **Tabel 4.4**.

Tabel 4. 7. Deskripsi model Reservoir Pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB”

Deskripsi	Keterangan
Simulator	tNavigator V22.2
Jenis Grid	Kartesian
Dimensi Grid	127 x 327 x 48
Jumlah Total Grid	1993392
Jumlah Grid Aktif	320128

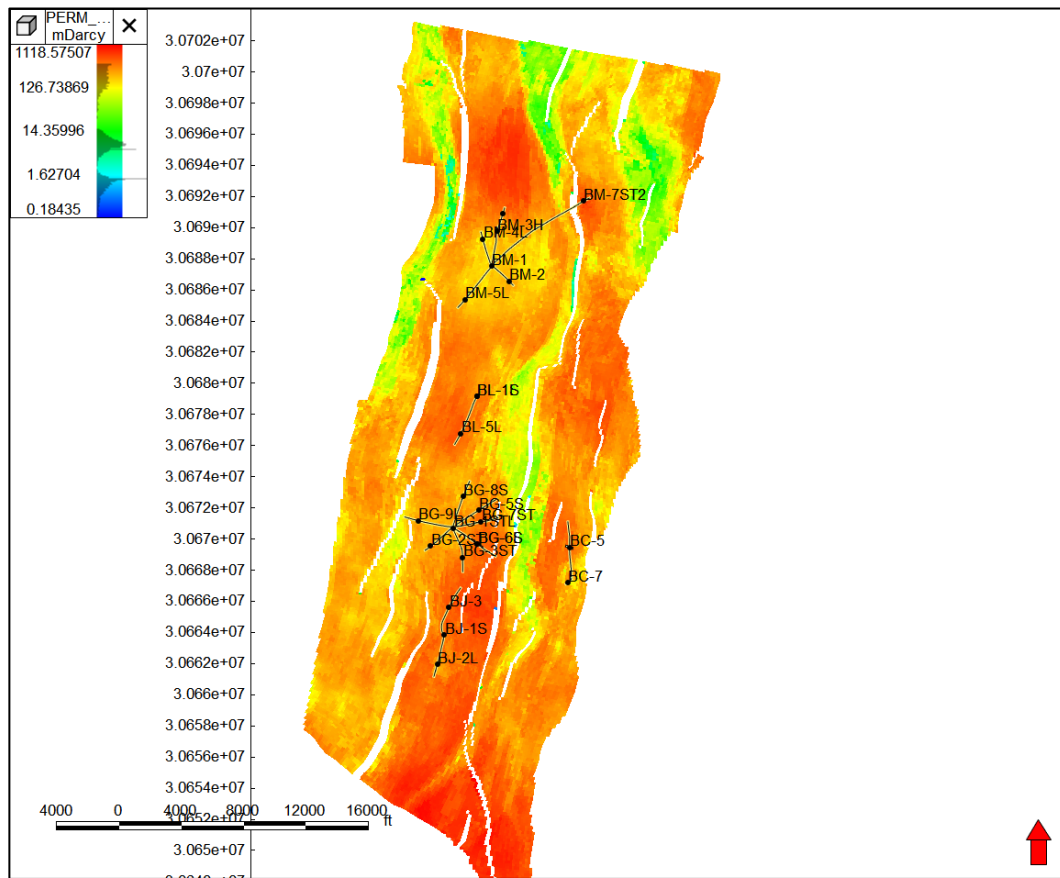
4.5. Model Geologi

Lapangan “AAN” memiliki data geologi yang meliputi persebaran parameter petrofisik seperti peta Isoporositas, Isopermeabilitas, Isosaturasi, dan *Pressure* yang terlihat pada **Gambar 4.10** hingga **Gambar 4.14**. Model geologi yang dibangun bertujuan untuk merepresentasikan kondisi bawah permukaan secara spasial, sehingga distribusi sifat batuan dan fluida dapat dipahami dengan baik. Melalui integrasi data petrofisik dan peta sebaran parameter, model ini menjadi dasar dalam proses pemodelan reservoir serta penentuan pembagian *rock region* yang digunakan pada tahap simulasi. Selain itu, interpretasi terhadap peta isoporositas, isopermeabilitas, dan isosaturasi memberikan gambaran mengenai tingkat heterogenitas reservoir baik secara lateral maupun vertikal. Variasi nilai pada masing-masing parameter tersebut menunjukkan adanya perbedaan kualitas batuan yang berpotensi memengaruhi distribusi cadangan serta pola pergerakan fluida di dalam reservoir. Dengan demikian, model geologi tidak hanya menggambarkan kondisi statis reservoir, tetapi juga berperan penting dalam mendukung analisis dinamis terhadap perilaku aliran fluida selama periode produksi.



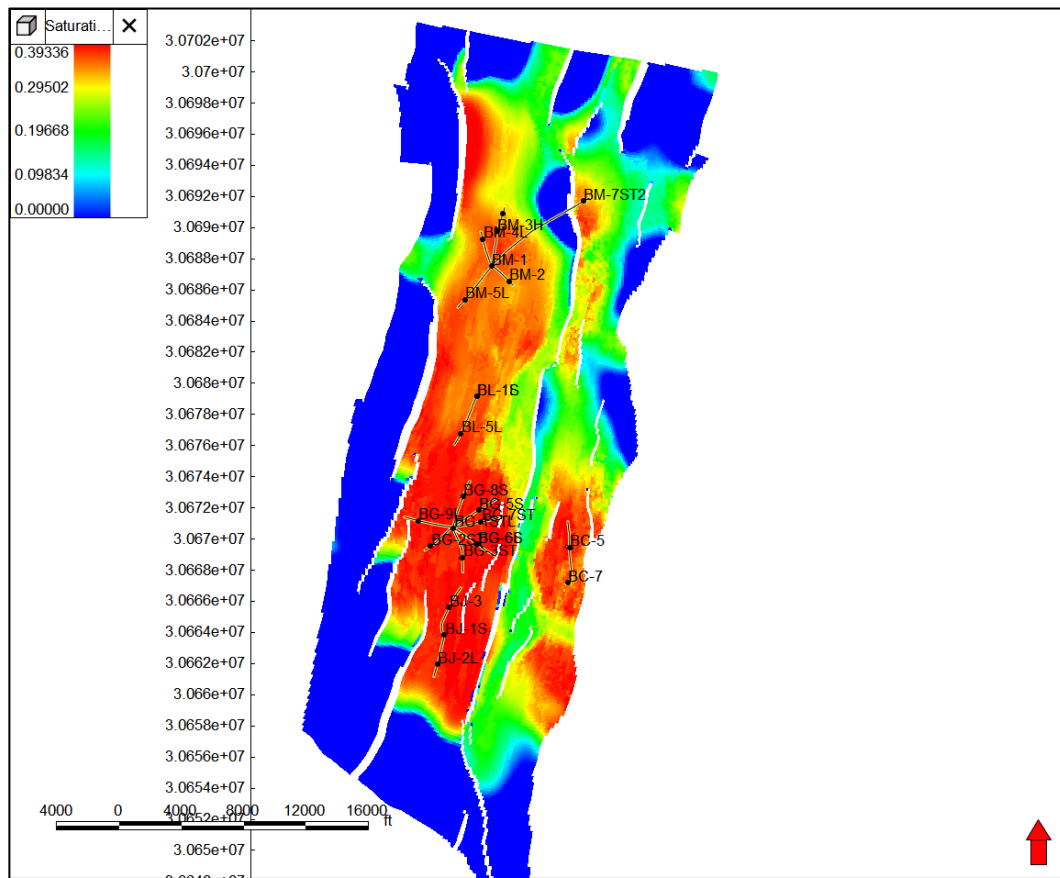
Gambar 4. 10. Peta Isoporositas

Peta Isoporositas merupakan peta kontur pada model statik yang menghubungkan titik-titik dalam reservoir yang memiliki nilai porositas yang sama. Tujuan dari peta isoporositas ini yaitu untuk menunjukkan kapasitas penyimpanan fluida pada reservoir. Berdasarkan peta isoporositas pada **Gambar 4.10**, terlihat adanya variasi distribusi nilai porositas secara lateral yang mencerminkan tingkat heterogenitas reservoir. Zona dengan nilai porositas yang lebih tinggi menunjukkan potensi kapasitas penyimpanan hidrokarbon yang lebih besar, sedangkan zona dengan porositas rendah mengindikasikan kualitas batuan yang kurang baik sebagai media penyimpanan fluida. Informasi sebaran porositas ini menjadi salah satu parameter utama dalam penentuan pembagian *rock region*, karena perbedaan nilai porositas secara langsung memengaruhi karakteristik aliran fluida dan estimasi besarnya cadangan yang dapat diproduksi.



Gambar 4. 11. Peta Isopermeabilitas

Peta Isopermeabilitas merupakan peta kontur pada model statik yang menghubungkan titik-titik dengan nilai permeabilitas yang sama. Tujuan dari peta isopermeabilitas ini yaitu untuk menggambarkan kemampuan aliran fluida pada reservoir. Pada **Gambar 4.11.** merupakan peta Isopermeabilitas pada lapangan “AAN” lapisan “AB” dengan distribusi nilai permeabilitas menunjukkan adanya variasi kemampuan batuan dalam mengalirkan fluida pada setiap bagian reservoir. Zona dengan nilai permeabilitas yang lebih tinggi mengindikasikan jalur aliran fluida yang lebih baik, sedangkan zona dengan permeabilitas rendah berpotensi menjadi hambatan aliran yang dapat memengaruhi efisiensi produksi. Variasi sebaran permeabilitas ini juga berperan penting dalam penentuan strategi pengembangan lapangan, karena distribusi kemampuan alir batuan akan memengaruhi pola pergerakan fluida, efektivitas penempatan sumur, serta kinerja produksi jangka panjang reservoir.

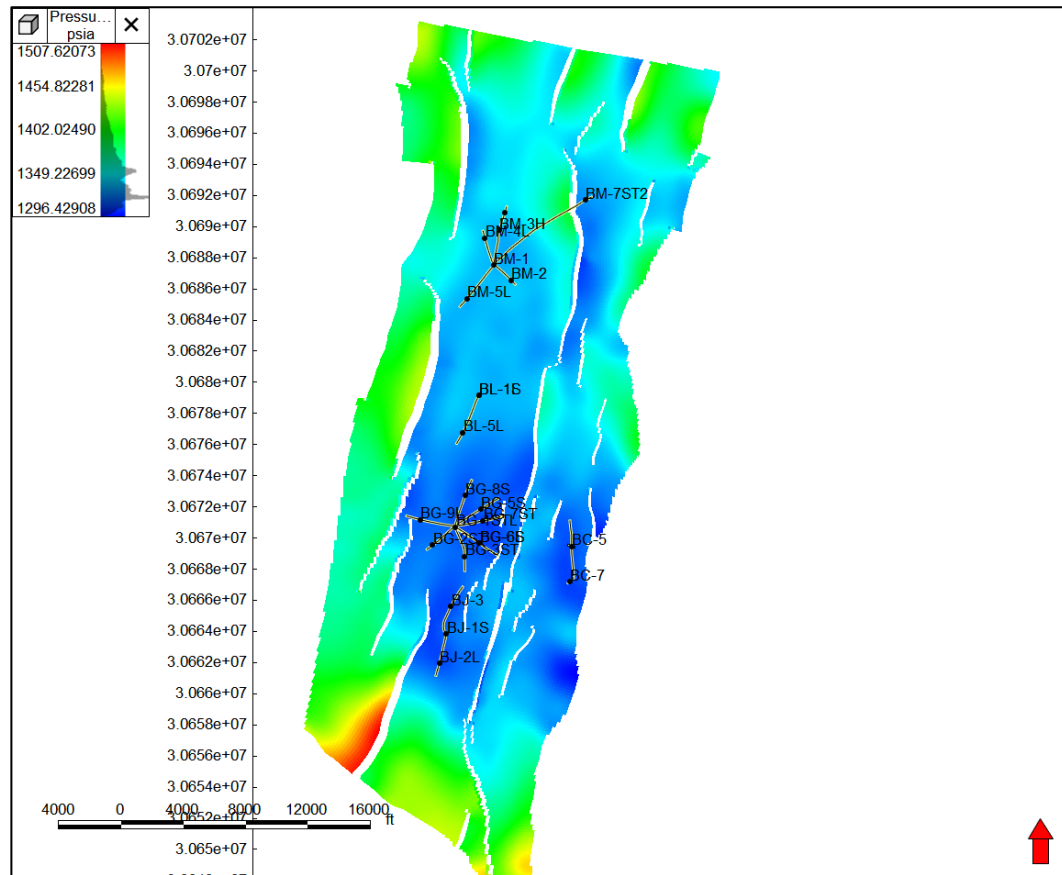


Gambar 4.12. Peta Isosaturasi minyak

Peta Isosaturasi minyak merupakan peta kontur pada model statik yang menunjukkan wilayah dengan fraksi pori yang terisi minyak yang sama. Tujuan dari peta isosaturasi minyak yaitu untuk melakukan evaluasi *remaining oil*, analisis *sweep effisiensi*, dan melakukan analisis kinerja reservoir. Pada **Gambar 4.12.** merupakan peta Isosaturasi minyak pada lapangan “AAN” lapisan “AB” dengan distribusi nilai saturasi yang bervariasi secara lateral. Zona dengan nilai saturasi minyak yang lebih tinggi menunjukkan area yang masih memiliki potensi cadangan minyak yang relatif besar, sedangkan zona dengan nilai saturasi lebih rendah mengindikasikan daerah yang telah mengalami pengurasan lebih lanjut. Pola distribusi saturasi minyak ini berkaitan erat dengan variasi sifat petrofisik seperti porositas dan permeabilitas, serta posisi struktur geologi reservoir. Oleh karena itu, interpretasi peta isosaturasi minyak menjadi penting

Peta Isosaturasi air merupakan peta pada model statik yang menghubungkan titik-titik dengan nilai saturasi air yang sama. Tujuan dari peta isosaturasi air yaitu untuk melakukan analisa prediksi *water breakthrough* dan *bypassed oil*. Pada **Gambar 4.13**, merupakan peta Isosaturasi air dengan distribusi saturasi air menunjukkan adanya variasi nilai pada beberapa bagian reservoir yang mengindikasikan perbedaan tingkat invasi air. Zona dengan nilai saturasi air yang lebih tinggi berpotensi mengalami peningkatan produksi air, sedangkan zona dengan saturasi air yang lebih rendah masih didominasi oleh keberadaan hidrokarbon. Peta Isosaturasi air bertujuan juga untuk evaluasi kinerja reservoir, khususnya untuk mengidentifikasi potensi terjadinya *water*

breakthrough pada sumur produksi serta menentukan langkah pengendalian produksi air agar perolehan minyak dapat dioptimalkan.



Gambar 4. 14. Peta Pressure

Peta *pressure* merupakan peta kontur pada model statik yang menggambarkan distribusi tekanan fluida reservoir secara lateral. Tujuan dari peta *Pressure* yaitu untuk menganalisis kondisi persebaran tekanan reservoir.

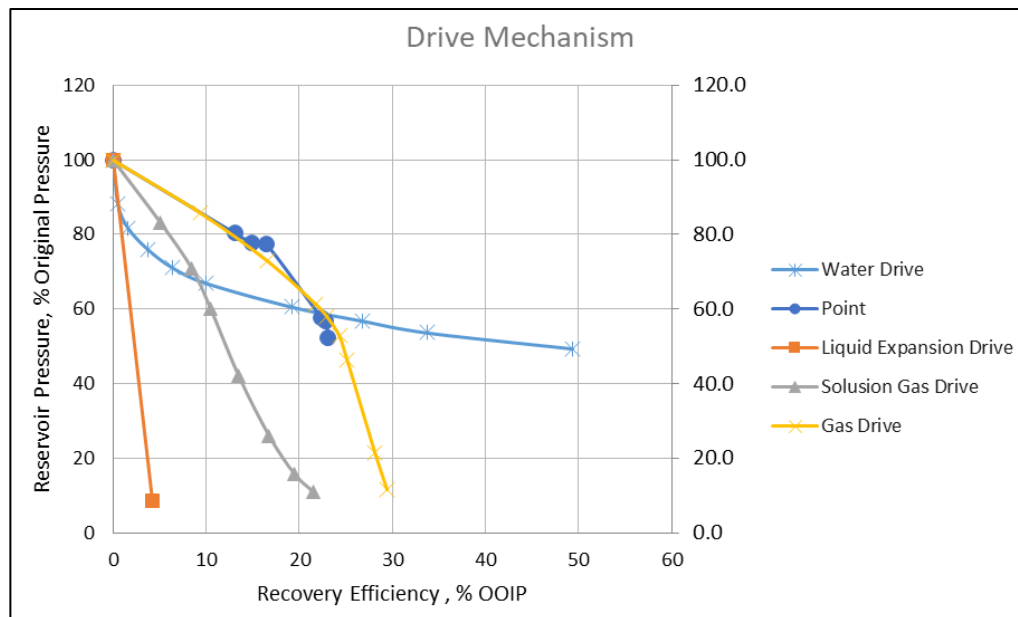
4.6. Analisa Drive Mechanism

Analisa *Drive Mechanism* pada lapangan “AAN” menggunakan metode *Ganesh Takur* (1994). Dengan memplot persentase penurunan tekanan dengan persentase perbandingan antara kumulatif produksi dan OOIP. Untuk tabulasi data hasil persentase penurunan tekanan dengan persentase perbandingan antara kumulatif produksi dengan OOIP dapat dilihat pada **Tabel 4.8**.

Tabel 4. 8. Tabulasi Data *Drive Mechanism*

Date	Pressure	Np	N	P/Pi	Np/N
14/09/1972	1318	0	115250000	100.0	0.0
3/1/1985	1058.4	15098876		80.3	13.1
8/7/1988	1025	17138043		77.8	14.9
5/1/1991	1020.9	18900850		77.5	16.4
6/1/2003	761.4	25708000		57.8	22.3
3/1/2006	750	26342347		56.9	22.9
5/1/2007	690	26511335		52.4	23.0

Kemudian setelah dilakukan plotting hasilnya dapat dianalisa terhadap kurva diagnostik mekanisme pendorong menurut *Ganesh Takur*. Dari hasil analisa, dapat diketahui bahwa pada Lapangan “AAN” memiliki *Drive Mechanism* utama yaitu kombinasi antara *Weak Water Drive* dan Gas Cap Drive. Kurva *Drive Mechanism* tersebut ditampilkan pada **Gambar 4.15**.



Gambar 4. 15. Grafik *Drive Mechanism* Lapangan “AAN”

4.7. Recovery Factor dan Cadangan

Hasil analisis menunjukkan mekanisme pendorong utama pada Lapangan “AAN” yaitu *Weak Water Drive*. Mengacu pada metode perhitungan J.J.Arps, nilai *recovery factor*

pada reservoir dengan mekanisme pendorong *Water Drive* dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut :

Tabel 4. 9. Data perhitungan RF J.J.Arps
Lapangan "AAN"

Parameter	Keterangan	Unit
Porositas	0.166	fraksi
Sw	0.43	fraksi
Boi	1.148	bbl/stb
K	452.133	mD
μ_{wi}	0.3	cP
μ_{oi}	0.5818	cP
Pi	1298.7	psi
Pa	400	psi

$$\begin{aligned}
 RF &= 54,898 \left(\frac{\phi(1-s_{wi})}{Boi} \right)^{0,422} \left(\frac{K(\mu_{wi})}{\mu_{oi}} \right)^{0,0770} s_{wi}^{-0,1903} \left(\frac{Pi}{Pa} \right)^{-0,2159} \\
 &= 54,898 \left(\frac{0,166(1-0,43)}{1,148} \right)^{0,422} \left(\frac{452,133(0,3)}{0,5818} \right)^{0,0770} 0,43^{-0,1903} \left(\frac{1298,7}{400} \right)^{-0,2159} \\
 &= 40,22 \%
 \end{aligned}$$

Pada *history* produksi, kumulatif produksi minyak yang mulai produksi dari 1 November 1972 hingga tanggal 1 Juni 2025 sebesar 29,52 MMSTB yang memiliki *Recovery Factor* sebesar 25,67 %. Berdasarkan data tersebut memungkinkan perhitungan OOIP serta *remaining reserves*. Setelah nilai *recovery factor* diperoleh, besaran *ultimate recovery reserve* (UR), yaitu jumlah cadangan maksimum yang berpotensi dapat diekstraksi dari reservoir. Perhitungan parameter-parameter tersebut dilakukan menggunakan persamaan berikut:

$$\begin{aligned}
 OOIP &= N_p / CRF \\
 &= 29,52 \text{ MMSTB} / 25,67 \% \\
 &= 115 \text{ MMSTB}
 \end{aligned}$$

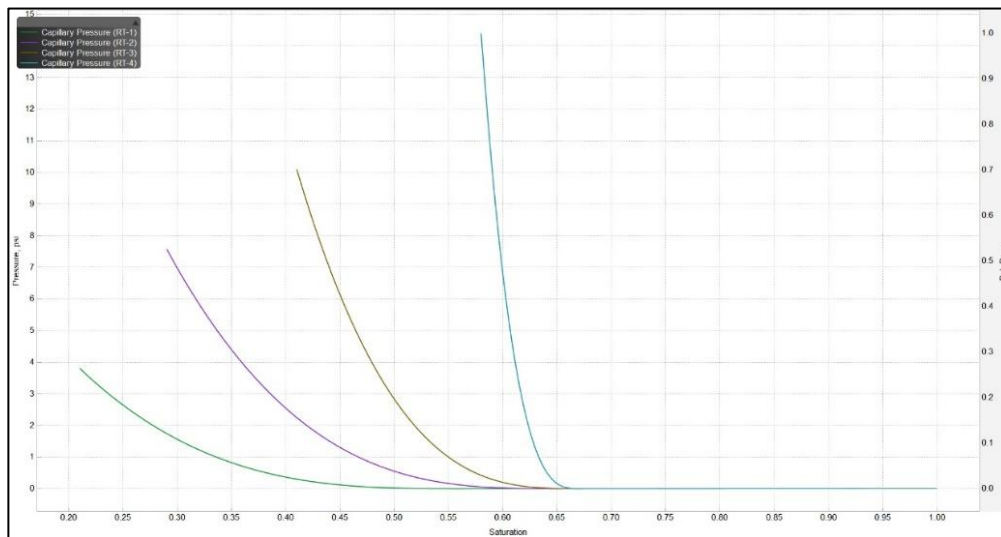
$$\begin{aligned}
 UR &= RF \times OOIP \\
 &= 40,22 \% \times 115 \text{ MMSTB} \\
 &= 46,25 \text{ MMSTB} \\
 RR &= UR - N_p \\
 &= 46,25 \text{ MMSTB} \times 29,52 \text{ MMSTB} \\
 &= 16,73 \text{ MMSTB}
 \end{aligned}$$

4.8. Inisialisasi

Pada tahap inisialisasi dilakukan dengan tujuan menyelaraskan nilai dari *original oil in place* secara volumetrik. Proses inisialisasi ini dilakukan dengan menyesuaikan nilai OOIP dari model reservoir Lapangan “AAN” Lapisan “AB” dengan nilai OOIP aktual. Parameter yang disesuaikan pada proses inisialisasi yaitu Tekanan Kapiler. Batas persentase kesalahan (*error*) yang diperbolehkan adalah maksimal 5 %. Persentase kesalahan hasil inisialisasi dapat dilihat pada **Tabel 4.10.** serta kurva Pc vs Sw pada saat inisialisasi dapat dilihat pada **Gambar 4.16.** hingga **Gambar 4.17.**

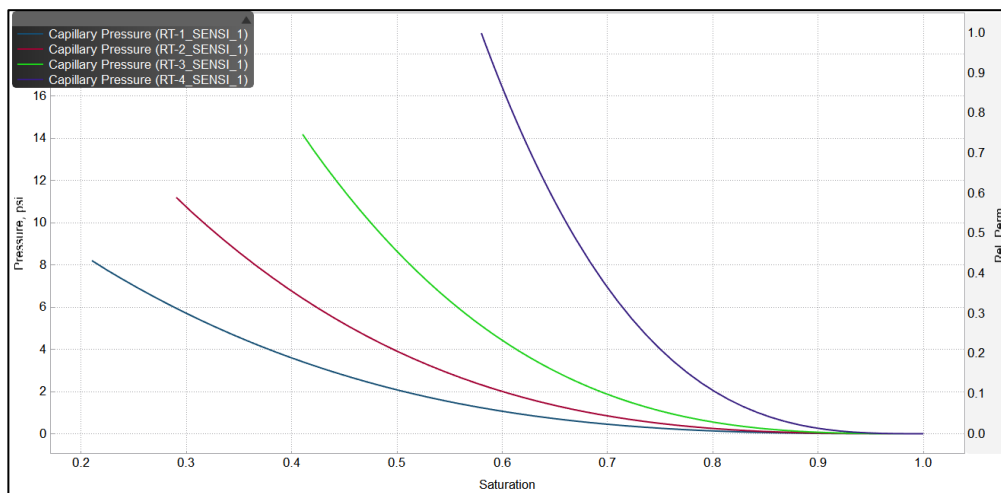
Tabel 4. 10. Hasil Inisialisasi pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB”

Parameter	Awal	Final
Aktual	115,25 MMSTB	115,25 MMSTB
Simulasi	147 MMSTB	115,25 MMSTB
Perbedaan (%)	28 %S	0,00 %



Gambar 4. 16. Kurva Pc vs Sw Region 1 – 4 Sebelum Inisialisasi

Pada **Gambar 4.16.** menunjukkan kurva dari hubungan antara tekanan kapiler (P_c) dan Saturasi air (S_w) untuk tiap region (RT-1 hingga RT-4) sebelum dilakukan inisialisasi. Pada kondisi ini, kurva P_c masih menunjukkan perbedaan yang signifikan antara region khususnya pada nilai tekanan kapiler awal dan *Saturation Water Connate* (S_{wc}).



Gambar 4. 17. Kurva Pc vs Sw Region 1 – 4 Setelah Inisialisasi

Pada **Gambar 4.17.** merupakan kurva tekanan kapiler terhadap saturasi air untuk setiap region (RT-1 hingga RT-4) setelah proses inisialisasi. Setelah dilakukan inisialisasi

bentuk kurva Tekanan Kapiler lebih konsisten antar region dan nilai dari tekanan kapiler pada saturasi air lebih realistis.

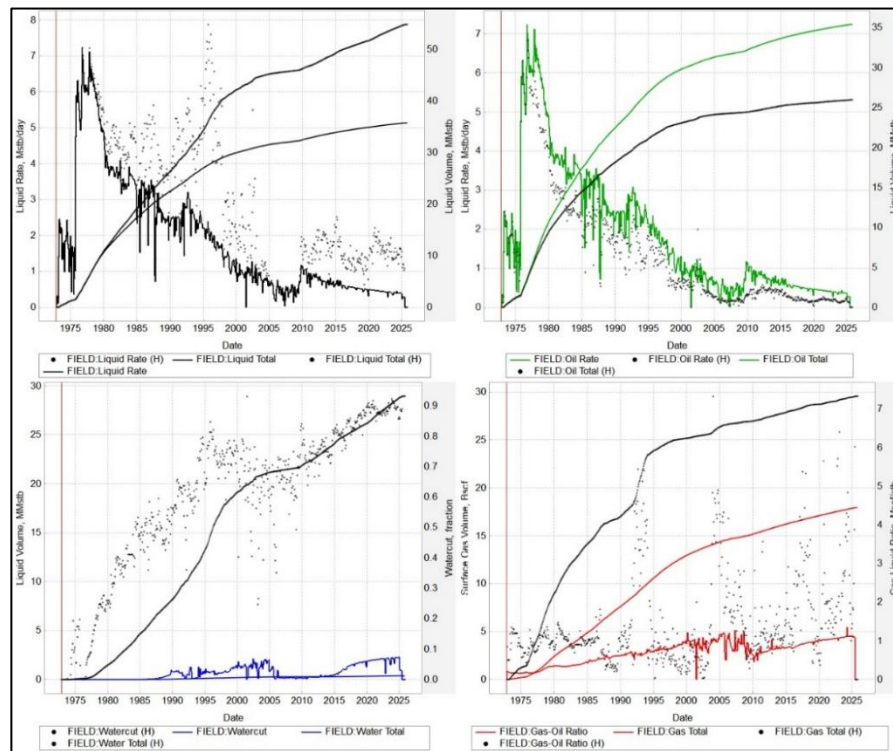
4.9. History Matching

Setelah tahap inisialisasi telah selesai, langkah berikutnya adalah *history matching*, yaitu proses penyelarasan antara laju produksi dan kumulatif produksi hasil simulasi dengan data aktual. Penyelarasan ini dilakukan menggunakan data produksi yang dimulai pada tanggal 1 November 1972 hingga 1 Juni 2025. syarat selisih kumulatif minyak dan air antara simulasi dan data lapangan tidak melebihi 10%. Rincian persentase *error* pada pertama kali *history matching (first run)* ditampilkan pada **Tabel 4.11**. Sementara itu, **Gambar 4.18**. hingga **Gambar 4.19** menunjukkan performa laju produksi, *water cut*, serta pressure pada saat pertama kali proses *history matching (First Run)* dilakukan.

Tabel 4. 11. Hasil *First Run History Matching* Lapangan “AAN” Lapisan “AB”

Parameter	Aktual	Simulasi	% Error	% Batas
Liquid, bbl	62.67	35,76	42,94 %	1 %
Minyak, bbl	29,52	35,37	19,82 %	5 %
Air, bbl	33,15	0,3	99,10 %	10 %
Pressure, psi	761	609	152	100 Psi

Pada **Tabel 4.11**. menunjukkan hasil % *error* pada saat pertama kali melakukan *history matching (first run)* dengan perbedaan % *error* yang masih melewati batas yang dibolehkan. Maka dari itu, dilakukan simulasi dengan tujuan menyelaraskan laju produksi dan kumulatif produksi pada simulasi dengan aktual. Tahapan *History Matching* dilakukan dengan tujuan menyesuaikan parameter model seperti permeabilitas relatif, transmissibility, dan volume aquifer agar respons simulasi terhadap waktu seperti tekanan, laju produksi, *water cut*, dan kumulatif produksi dapat representatif dengan data lapangan. Pada saat proses *History Matching*, parameter yang paling dominan dilakukan penyesuaian yaitu pada nilai permeabilitas relatif. Hal ini dikarenakan parameter ini secara langsung berpengaruh terhadap mobilitas fluida.



Gambar 4. 18. Kurva First Run History Matching Lapangan “AAN”
Lapisan "AB"

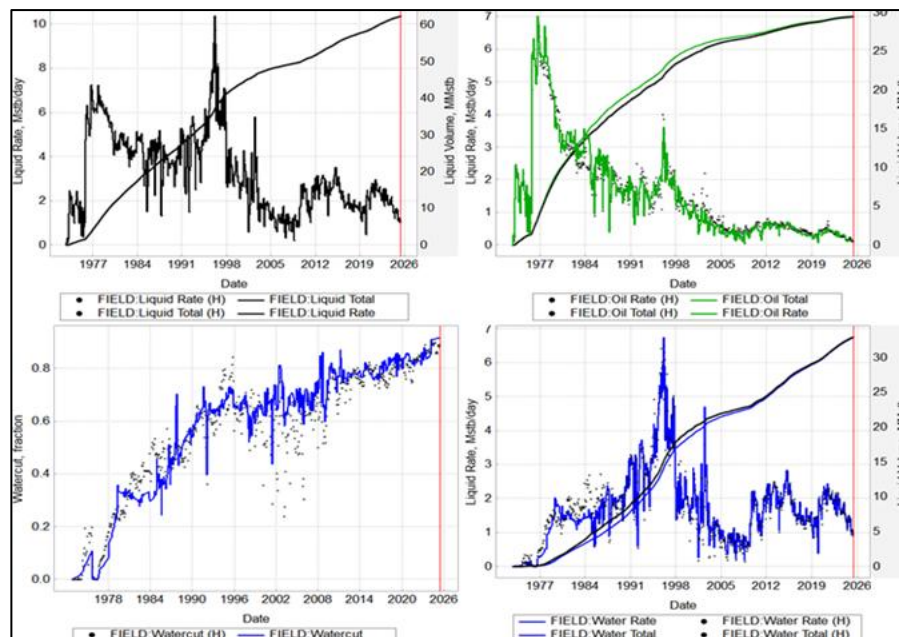


Gambar 4. 19. Kurva Pressure *First Run*
History Matching pada Lapangan “AAN”

Tabel 4. 12. Hasil *History Matching* Lapangan “AAN” Lapisan “AB”

Parameter	Aktual	Simulasi	% Error	% Batas
Liquid, bbl	62,67	62,36	0,01 %	1 %
Minyak, bbl	29,45	29,52	0,28 %	5 %
Air, bbl	32,91	32,83	0,21 %	10 %
Pressure, psi	761	609	51	100 Psi

Berdasarkan **Tabel 4.12.** terlihat bahwa tahap *History Matching* yang telah dilakukan mampu menurunkan persentase error secara signifikan sehingga berada didalam batas toleransi yang telah ditetapkan. Untuk kurva dari hasil *history matching* dapat dilihat pada **Gambar 4.20.**



Gambar 4. 20. Kurva Hasil *History Matching* Lapangan “AAN” Lapisan "AB"

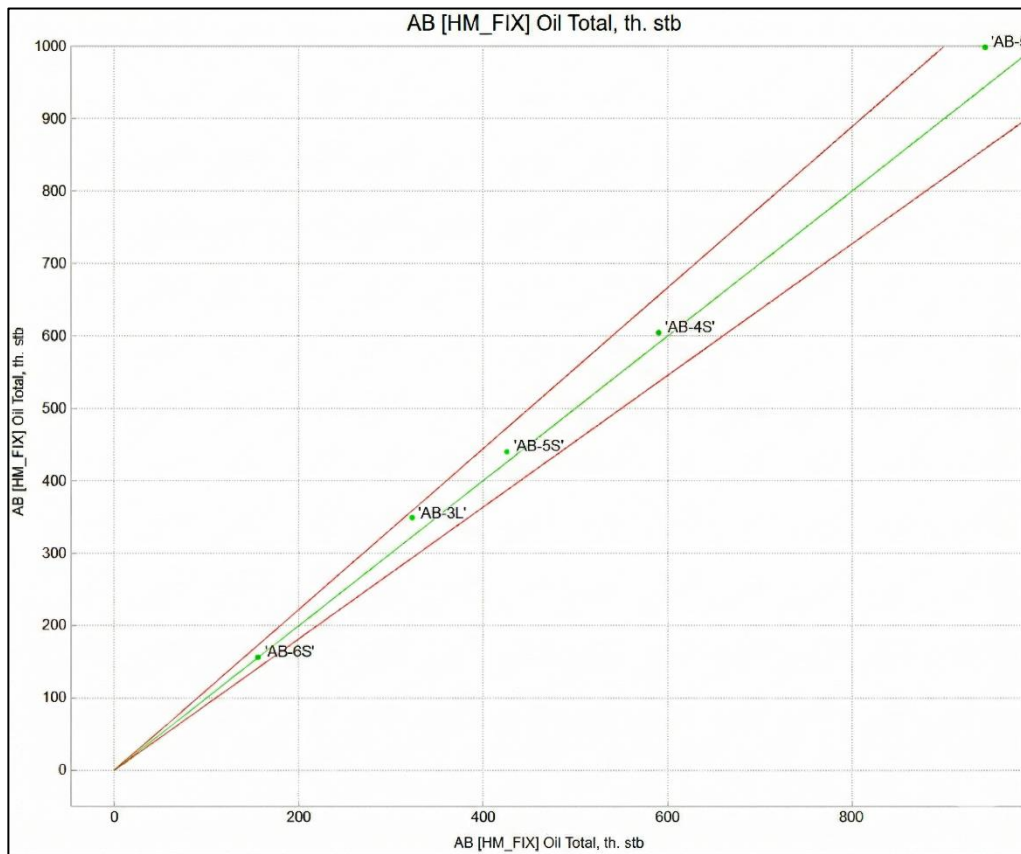
Pada **Gambar 4.20.** dapat dilihat kurva hasil *history matching* kumulatif produksi, laju produksi, serta *water cut*. Kurva tersebut menunjukkan kondisi dinamis pada model yang telah representatif dengan kondisi aktual pada lapangan. Kondisi yang telah representatif tersebut dipengaruhi oleh penyesuaian parameter yang dilakukan secara

bertahap. Pada **Gambar 4.21.** dapat dilihat kurva hasil *history matching* pada lapangan “AAN” Lapisan “AB” pada parameter pressure.



Gambar 4. 21. Kurva Pressure Hasil *History Matching* pada Lapangan "AAN" Lapisan "AB"

Pada **Gambar 4.21.** dapat dilihat bahwa pada kurva hasil *History Matching* pada parameter pressure tersebut telah menunjukkan penurunan tekanan yang sejalan dengan kondisi aktual pada lapangan. Tren penurunan parameter pressure tersebut telah direpresentasikan oleh model simulasi dengan baik. Hal ini menunjukkan bahwa parameter yang mempengaruhi keseimbangan energi dan energi pendorong (*drive mechanism*) pada reservoir lapangan “AAN” lapisan “AB”. Penurunan tekanan yang terjadi secara bertahap menunjukkan bahwa *drive mechanism* pada reservoir tersebut konsisten pada kondisi aktual lapangan. Karena jika tekanan turun terlalu besar pada simulasi, berarti mobilitas fluida terlalu besar. Sebaliknya, jika tekanan terlalu stabil maka dukungan dari aquifer terlalu besar. Parameter yang telah disensitifasi untuk melakukan kalibrasi pada parameter pressure tersebut yaitu volume aquifer dan kompresibilitas pada aquifer.



Gambar 4. 22. Kurva *Crossplot* pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB”

Pada **Gambar 4.22.** merupakan *CrossPlot* dari setiap sumur pada Lapangan “AAN”. Tujuan dibuatnya *CrossPlot* tersebut yaitu sebagai analisis akhir dalam memastikan bahwa model reservoir telah tervalidasi dengan baik dan dapat digunakan untuk tahap selanjutnya. dapat dilihat *cumulative oil* yang sudah matching pada sumur *existing* yaitu sumur AB-5, AB-4S, AB-5S, AB-3L, dan AB-6S. Hal ini karena 2 sumur tersebut merupakan sumur dengan perforasi *single* pada Lapisan “AB”. Sedangkan sumur lainnya merupakan sumur dengan perforasi *commingle*. Secara umum, distribusi titik-titik pada grafik *CrossPlot* menunjukkan sebagian besar sumur pada lapangan “AAN” lapisan “AB” terdapat disekitar garis kesetaraan yang menandakan bahwa nilai kumulatif minyak hasil simulasi telah cukup mendekati data aktual. Meskipun masih terdapat beberapa sumur yang berada sedikit diatas yang disebabkan oleh variasi

perbedaan interval perforasi, karakteristik lokal pada reservoir, dan lapisan pada sumur dengan perforasi *commingle*.

4.10. Persiapan Forecasting

4.10.1. Penentuan *Constraint* sumur

Batasan (*Constraint*) pada sumur *existing* yang masih hidup yaitu menggunakan *injection rate* dan BHP. Batasan tersebut mengikuti seluruh sumur produksi yang dimiliki. Batasan tersebut digunakan pada saat *forecasting*.

4.10.2. Penentuan Minimum BHP

Pada penentuan minimum BHP, digunakan BHP terakhir pada saat produksi untuk setiap sumur *existing*.

4.10.3. *Production Forecasting*

Setelah dilakukannya seluruh persiapan *forecasting*, maka akan dilakukan tahap *forecasting* yang dilakukan dengan menggunakan skenario yang telah ditentukan seperti terlihat pada **Tabel 4.13**.

Tabel 4. 13. *Summary* Skenario Pada Lapangan “AAN”

Skenario	
1	Basecase
2A	Skenario 1 + <i>Reopening</i>
2B	Skenario 1 + <i>Reperforation</i>
3A	Skenario 1 + <i>Sensitivity Irregular spot</i> 2 WF + 1 CTI
3B	Skenario 1 + <i>inverted 5 spot</i>

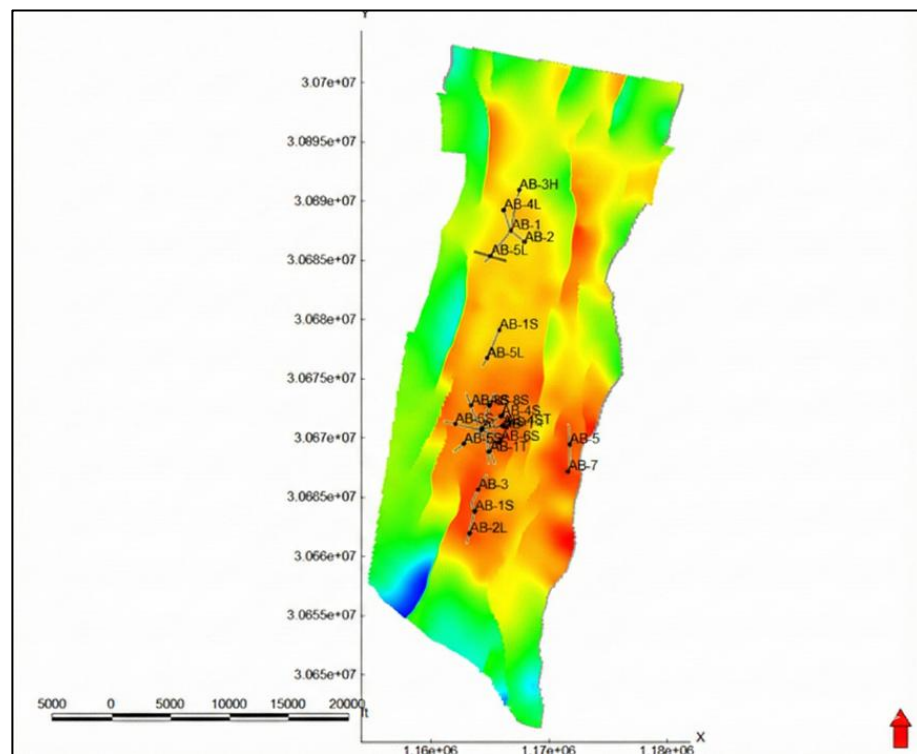
4.11. Forecasting

Setelah tahap *history matching* selesai dilakukan, maka langkah selanjutnya yaitu melakukan prediksi (*forecasting*). Tahap *forecasting* bertujuan untuk memperkirakan hasil produksi selama waktu yang telah ditentukan yaitu selama 30 tahun. Tahap *forecasting* dilakukan dari 1 Juni 2025 hingga 1 juni 2055. *Forecasting* dilakukan

dengan menerapkan beberapa skenario pengembangan lapangan dengan berdasarkan *Mobile Oil In Place (Moip)* ,*Saturasi oil (Soil)*, dan Oil Potential Unit.

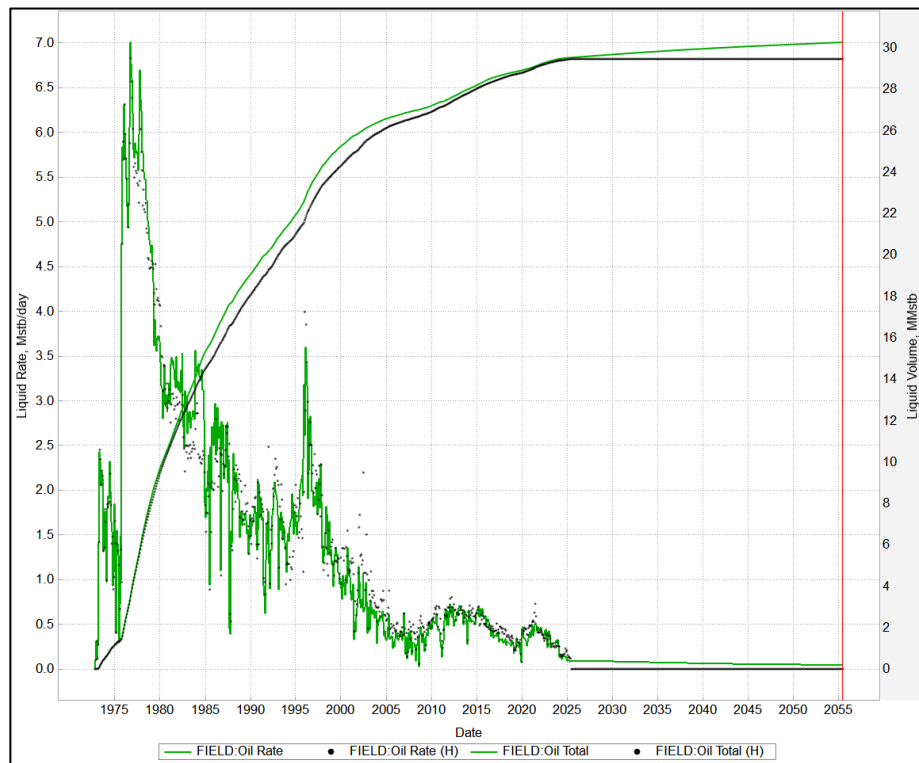
4.12. Skenario 1 (Basecase)

Skenario *Basecase* ditetapkan sebagai representasi kondisi aktual Lapangan “AAN”, yang mencakup 30 sumur produksi. Berdasarkan data *history* produksi hingga 1 Juni 2025, tercatat 27 dari 30 sumur produksi tersebut telah berhenti beroperasi (mati). Skenario ini berfungsi sebagai tolak ukur (*baseline*) dalam mengevaluasi skenario pengembangan selanjutnya, khususnya untuk menganalisis perolehan minyak tambahan (*incremental oil*) dan *recovery factor*. Peta sebaran sumur *existing* dapat dilihat pada **Gambar 4.23**.

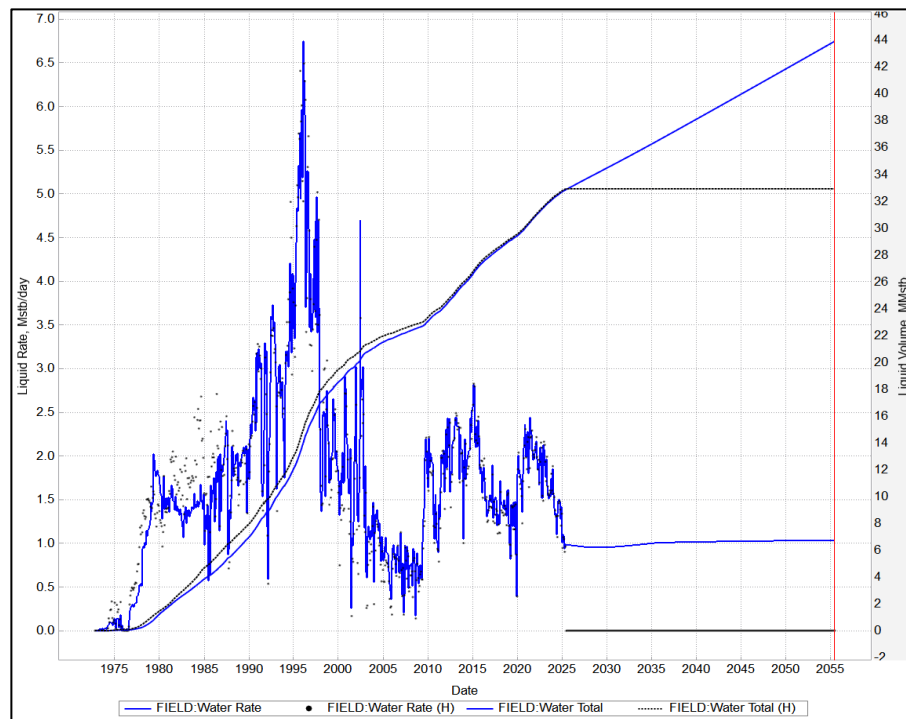


Gambar 4. 23. Peta Sumur *existing* Lapangan Minyak “AAN”

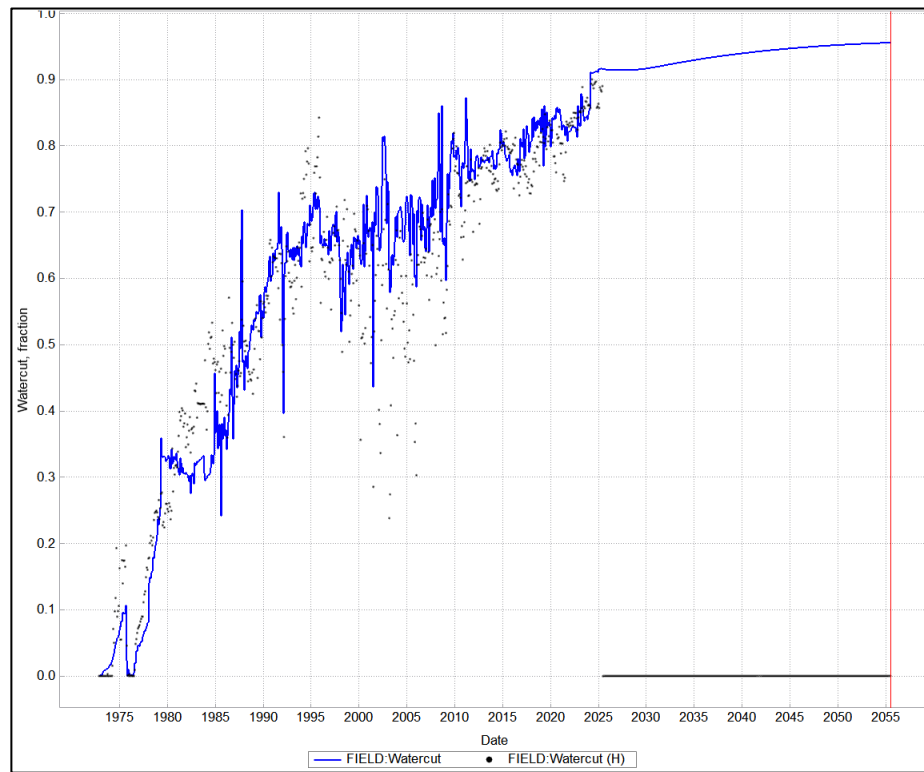
Hasil produksi selama proses *forecasting* pada skenario *basecase* ditampilkan pada **Gambar 4.24.** hingga **Gambar 4.26.**



Gambar 4. 24. Rate dan cumulative produksi minyak skenario basecase

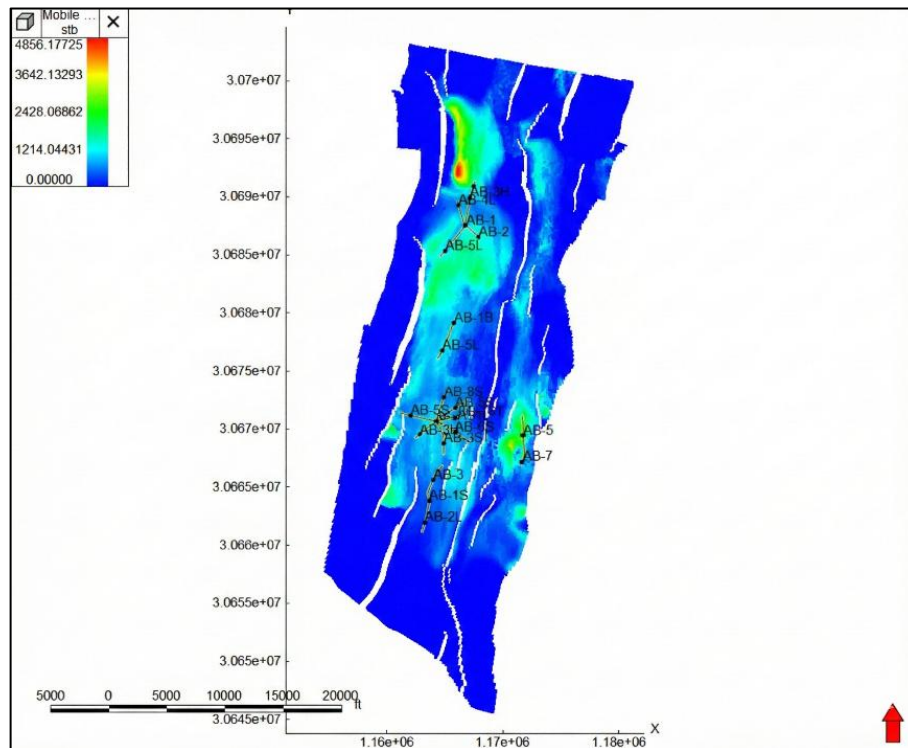


Gambar 4. 25. Rate dan Cumulative Produksi Air Skenario Basecase



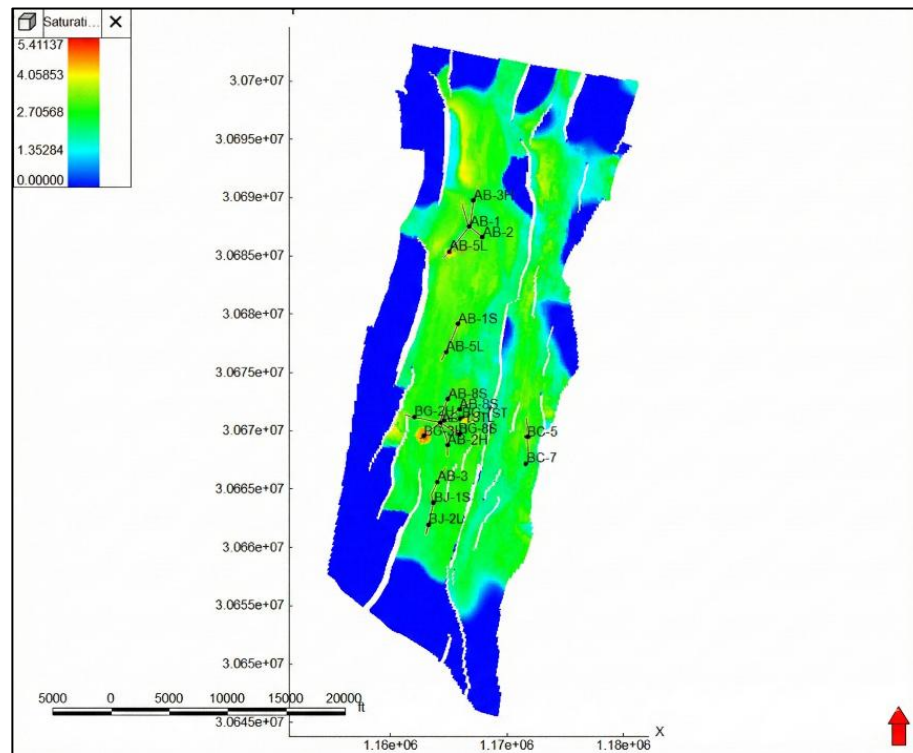
Gambar 4. 26. *watercut* skenario basecase

Pada **Gambar 4.24.** menunjukkan nilai *recovery factor* pada Lapangan Minyak “AAN” skenario basecase per tanggal 1 Juli 2055 sebesar 26,26%. Maka dari itu, nilai *recovery factor* yang kurang optimum tersebut, perlu dilakukan pengembangan dengan merencanakan beberapa skenario pengembangan agar nilai *recovery factor* dapat optimum. Dapat dilihat tren laju dan kumulatif produksi minyak dan air pada **Gambar 4.24.** dan **Gambar 4.25.** terlihat bahwa peningkatan *water cut* pada **Gambar 4.26.** sejalan dengan menurunnya laju produksi minyak pada periode akhir simulasi. Kondisi ini menunjukkan bahwa efisiensi penyapuan (*sweep efficiency*) reservoir pada skenario 1 (basecase) belum optimal, sehingga sebagian besar fluida yang diproduksi didominasi oleh air. Hal ini disebabkan adanya jalur aliran mobilitas air terhadap minyak yang cukup tinggi. Dengan demikian analisis ini menjadi dasar dalam merancang skenario pengembangan lanjutan, seperti optimasi produksi dengan cara perpindahan lapisan perforasi dan melakukan perforasi ulang atau bisa juga dengan cara penambahan sumur infill dan penambahan sumur injeksi *waterflooding*.

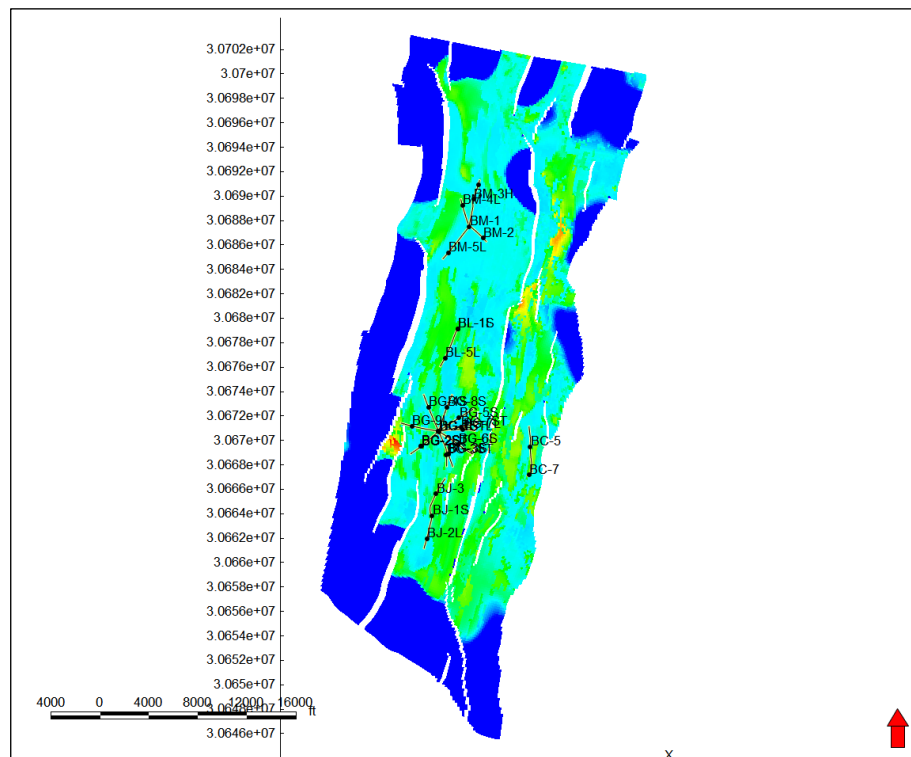


Gambar 4. 27. Peta *Mobile Oil In Place* (Moip)

Berdasarkan **Gambar 4.27.** distribusi *Mobile Oil In Place* menunjukkan variasi nilai yang cukup signifikan diseluruh area lapangan. Zona dengan warna yang menunjukkan nilai *Mobile Oil In Place* yang tinggi mengindikasikan keberadaan minyak yang masih dapat diproduksi (*Movable Oil*) dalam jumlah yang relatif besar. Area tersebut umumnya terletak pada bagian tengah hingga selatan struktur. Sebaliknya Area dengan *Mobile Oil In Place* (MOIP) yang memiliki nilai rendah dapat mengindikasikan bahwa sebagian minyak telah terproduksi atau telah tergantikan oleh air, terutama pada zona yang berdekatan dengan sumur produksi aktif. Distribusi *Mobile Oil In Place* (MOIP) ini menjadi parameter penting dalam evaluasi potensi pengembangan lanjutan, karena dapat digunakan untuk mengidentifikasikan area dengan *Remaining Recoverable* yang masih signifikan. Oleh karena itu, Peta *Moveble Oil In Place* (MOIP) tidak hanya berfungsi sebagai gambaran kondisi aktual reservoir, tetapi juga sebagai dasar dalam perencanaan optimasi pola injeksi yang berguna untuk meningkatkan perolehan minyak secara keseluruhan.

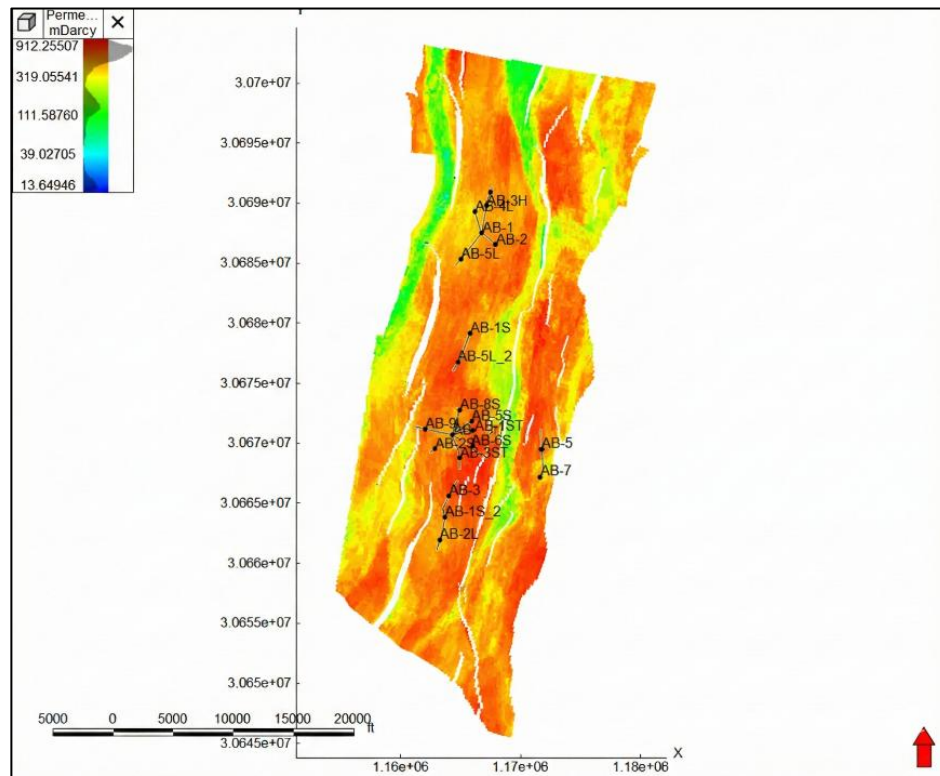


Berdasarkan **Gambar 4.28**. Peta distribusi *Saturation Oil* (SOIL) menunjukkan variasi nilai yang cukup heterogen diseluruh area reservoir. Zona dengan nilai saturasi minyak yang relatif tinggi masih teridentifikasi pada beberapa bagian tengah lapangan, yang mengindikasikan keberadaan minyak tersisa (*Remaining Oil Saturation*) yang belum terproduksi secara optimal. Sementara itu, area dengan nilai saturasi minyak yang lebih rendah umumnya terdapat pada zona yang telah mengalami produksi lebih sering atau telah terdampak oleh pergerakan fluida injeksi. Pola distribusi saturasi minyak ini menggambarkan pengaruh heterogenitas batuan reservoir, terutama variasi permeabilitas dan ketebalan lapisan yang memengaruhi efisiensi penyapuan (*Sweep efficiency*). Penyebaran nilai S_o dapat mengindikasikan adanya jalur alir dominan yang menyebabkan sebagian area tersapu lebih cepat dibandingkan area lainnya. Oleh karena itu, peta saturasi oil ini menjadi dasar penting dalam mengevaluasi efektivitas strategi pengembangan yang diterapkan serta dalam mengidentifikasi zona potensial untuk optimasi produksi.



Gambar 4. 29. Peta *Oil Potential Unit* (Opu)

Berdasarkan **Gambar 4.29.** distribusi *Oil Potential Unit* (Opu) menunjukkan variasi potensi akumulasi minyak. Zona dengan nilai *Oil Potential Unit* (OPU) yang relatif tinggi mengindikasikan area yang memiliki kombinasi parameter petrofisika yang baik, seperti porositas efektif, ketebalan lapisan produktif, dan saturasi minyak yang masih signifikan. Area tersebut umumnya menjadi target utama dalam perencanaan pengembangan karena berpotensi memberikan kontribusi produksi minyak yang lebih besar dibandingkan zona dengan nilai *Oil Potential Unit* (OPU) yang rendah. Sebaliknya, zona dengan nilai OPU yang lebih rendah dapat mencerminkan kondisi reservoir yang telah mengalami pengurasan lebih intensif atau memiliki kualitas batuan yang kurang mendukung aliran fluida. Distribusi *Oil Potential Unit* (OPU) yang tidak merata juga menunjukkan adanya pengaruh heterogenitas reservoir, yang dapat mempengaruhi efektivitas produksi maupun injeksi. Oleh karena itu, Peta *Oil Potential Unit* (OPU) ini berperan penting dalam proses penentuan lokasi sumur pengembangan baru.

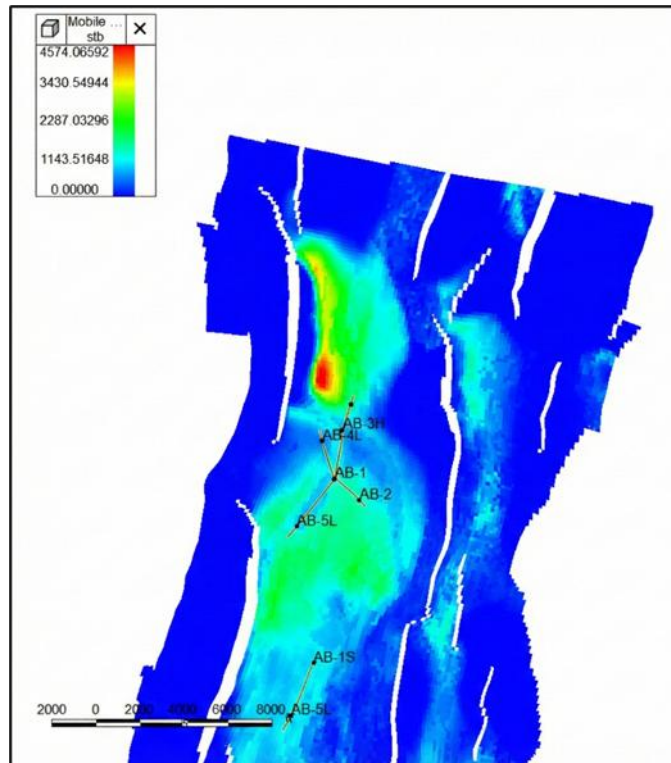


Gambar 4. 30. Peta Permeability

Berdasarkan **Gambar 4.30.** distribusi permeabilitas pada Lapangan “AAN” menunjukkan variasi yang cukup signifikan secara lateral. Zona dengan nilai permeabilitas tinggi teridentifikasi pada beberapa bagian tengah hingga selatan struktur, yang ditunjukkan oleh gradasi warna dengan nilai lebih besar. Area tersebut berpotensi memiliki kemampuan alir fluida yang lebih baik sehingga mendukung produktivitas sumur. Sebaliknya, zona dengan permeabilitas lebih rendah menunjukkan hambatan aliran yang lebih besar, yang dapat mempengaruhi efisiensi produksi maupun pergerakan fluida produksi. Heterogenitas permeabilitas ini berperan penting dalam menentukan pola distribusi aliran selama proses produksi dan *waterflooding*. Perbedaan nilai permeabilitas dapat menyebabkan jalur alir dominan, yang berpotensi mempercepat terjadinya *Water Breakthrough* pada sumur produksi tertentu. Oleh karena itu, peta permeabilitas menjadi parameter kunci dalam evaluasi kinerja reservoir, terutama dalam kaitannya dengan efisiensi penyapuan (*Sweep efficiency*).

4.13. Skenario 2A (Skenario 1 + *Reopening*)

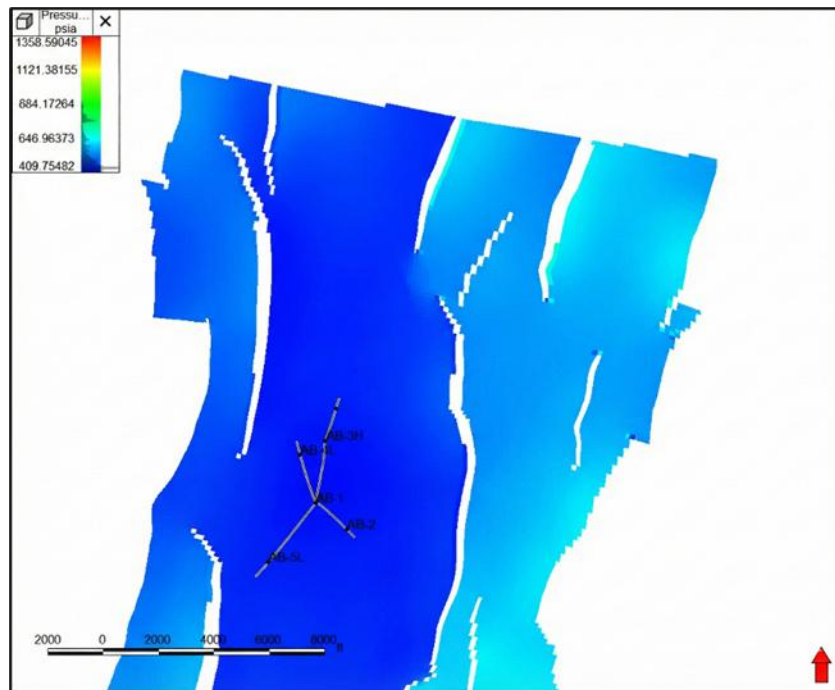
Pada skenario 2, merupakan lanjutan dari skenario 1 dengan menambah reopening pada sumur yang telah mati dengan tujuan meningkatkan perolehan produksi minyak pada lapangan ini. Proses pemilihan sumur-sumur yang akan dibuka kembali didasarkan pada beberapa faktor kelayakan yang meliputi data produksi sumur, persebaran pressure di sekitar area sumur, daerah yang memiliki mobile in place yang bagus, serta terkena efek dari sumur-sumur injeksi. Adapun sumur-sumur yang akan dibuka kembali yaitu AB-1, AB-2, dan AB-4L. letak sumur-sumur tersebut dapat dilihat pada **Gambar 4.31.** dan **Gambar 4.32.**



Gambar 4. 31. Letak Sumur *Reopening* Pada
Parameter *Mobile Oil In Place*

Berdasarkan **Gambar 4.31.** Peta distribusi *mobile oil* tersebut, terlihat bahwa konsentrasi minyak yang masih dapat diproduksi terdapat pada zona tertentu yang ditunjukkan oleh warna hijau hingga merah. Area dengan intensitas warna tinggi

mengindikasikan akumulasi *reaming oil* yang relatif lebih besar dibandingkan dengan zona sekitarnya. Pada **Gambar 4.32.** dibawah terdapat peta persebaran *pressure* yang juga digunakan untuk menentukan letak sumur yang akan di *reopening*.



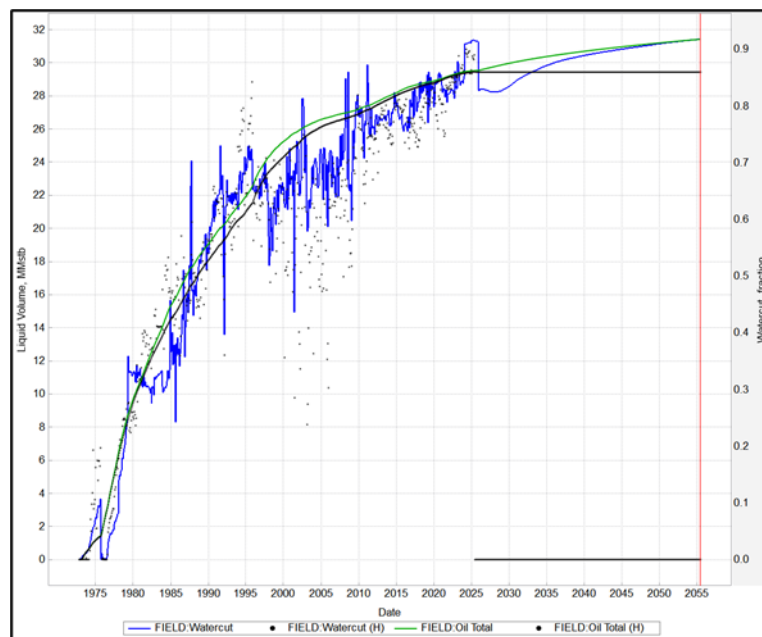
Gambar 4. 32. Letak Sumur *Reopening* Pada Parameter *Pressure*

Berdasarkan **Gambar 4.32.** terlihat adanya perbedaan gradien tekanan antar area reservoir, dimana zona dengan warna lebih terang menunjukkan tekanan yang relatif lebih tinggi dibandingkan dengan area berwarna lebih gelap. Posisi sumur *reopening* yang direncanakan berada pada area dengan tekanan yang masih cukup baik.

Tabel 4. 14. Hasil Prediksi Skenario 2A Pada Lapangan “AAN”

Skenario	Cum.Oil, MMstb	RF%
Skenario 1	30,2	26,26 %
Skenario 2A	31,4	27,32 %

Pada **Tabel 4.14.** terlihat bahwa Skenario 2A memberikan peningkatan kumulatif produksi minyak sebesar 30,2 MMSTB menjadi 31,4 MMSTB, atau bertambah sebesar 1,2 MMSTB dibandingkan Skenario 1 (*basecase*). Peningkatan tersebut berdampak pada kenaikan nilai dari *recovery factor* dari 26,26% menjadi 27,32%. Kenaikan ini menunjukkan bahwa strategi yang diterapkan pada skenario 2A mampu meningkatkan efisiensi sisa potensi minyak yang sebelumnya belum terproduksi secara optimal. Pada **Gambar 4.33.** terdapat juga grafik kumulatif produksi oil dan *watercut* pada skenario 2A.



Gambar 4. 33. Grafik Kumulatif Produksi Oil dan *Watercut* Pada Skenario 2A

Pada **Gambar 4.33.** bahwa Skenario 2A memiliki Kumulatif oil lebih tinggi dibandingkan dengan Skenario 1. Meskipun secara umum *water cut* tetap meningkat seiring dengan waktu produksi, laju kenaikannya tidak menunjukkan lonjakan yang terlalu besar setelah dilakukan skenario pengembangan. Kondisi ini dapat diartikan bahwa strategi pada skenario 2A mampu mengoptimalkan pemanfaatan zona yang masih memiliki potensi minyak tanpa secara signifikan mempercepat produksi air.

Dengan demikian, skenario 2A dapat dilihat bahwa lebih efektif dalam meningkatkan perolehan minyak.

4.14. Skenario 2B (Skenario 1 + *Reperforation*)

Pada skenario 2B dilakukan perpindahan perforasi (*reperforation*) dengan mempertimbangkan parameter *mobile oil in place* (moip) terhadap waktu. *Reperforation* dilakukan dengan tujuan untuk memaksimalkan kontak pada zona oil yang belum terproduksi. adapun sumur yang dipindahkan perofrasinya yaitu pada sumur AB-5L, AB-1L, AB-2ST, AB-3ST, AB-1STL, AB-7ST, dan AB-5. Dapat dilihat pada **Tabel 4.15**.

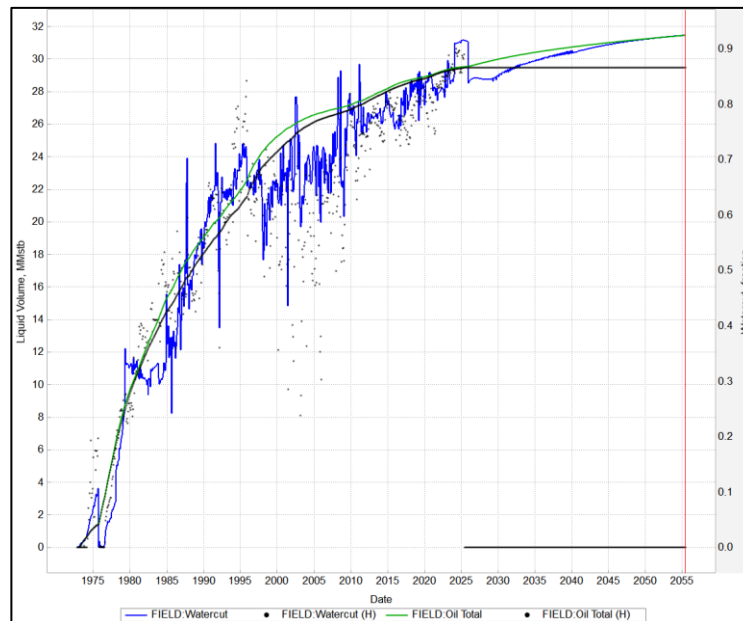
Tabel 4. 15. Tabulasi perpindahan Perforasi

WELL	Date	Event	Top,ft	Bottom,ft	Depth
AB-5L	01/01/2026	<i>Squeeze</i>	4430	4442	MD
AB-5L	01/06/2026	Perforation	4436.4	4447.8	MD
AB-1L	01/01/2026	Perforation	3079.7	3088	MD
AB-2ST	01/01/2026	Perforation	3720.3	3734	MD
AB-3ST	01/01/2026	<i>Squeeze</i>	3844	3854	MD
AB-3ST	01/06/2026	Perforation	3851.8	3869.4	MD
AB-1STL	01/01/2026	Perforation	3053.8	3062.4	MD
AB-7ST	01/01/2026	Perforation	3723.7	3732.1	MD
AB-5	01/01/2026	<i>Squeeze</i>	3865	3883	MD
AB-5	01/06/2026	Perforation	3868.3	3884.5	MD

Tabel 4. 16. Hasil Prediksi Skenario 2B Pada Lapangan “AAN”

Skenario	Cum.Oil, MMstb	RF%
Skenario 1	30,2	26,26 %
Skenario 2A	31,4	27,32 %
Skenario 2B	31,5	27,36 %

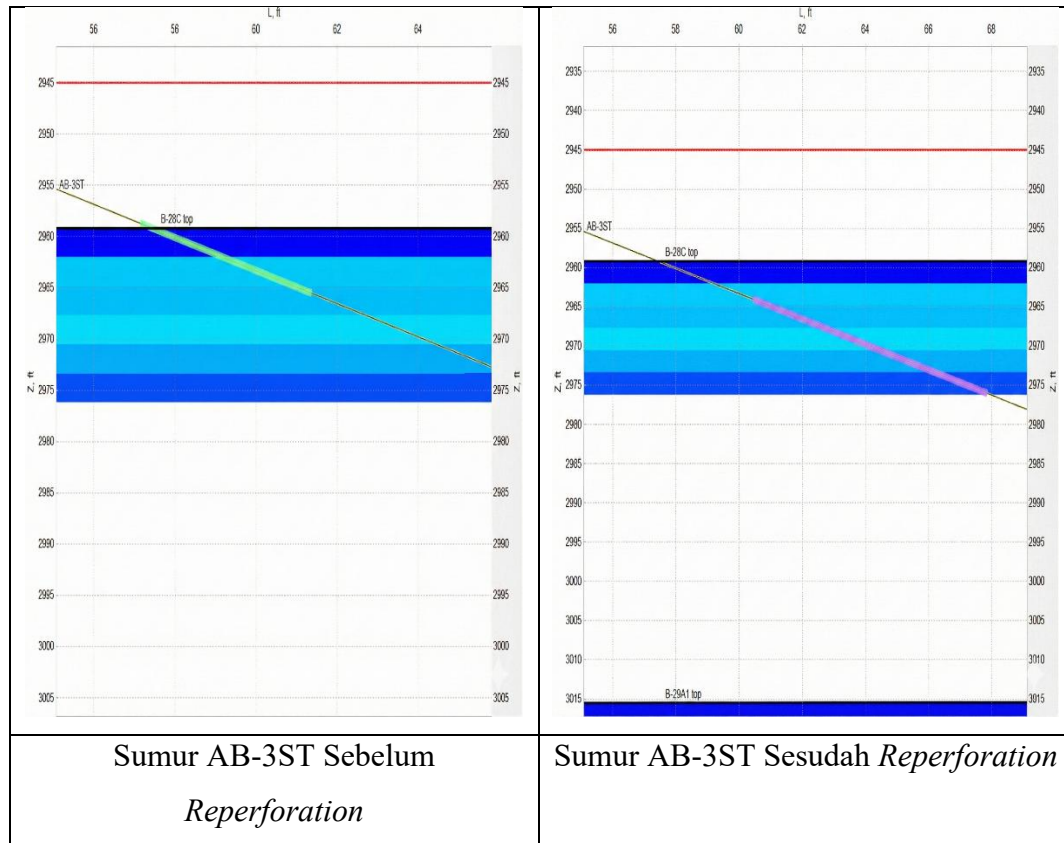
Hasil dari perpindahan perforasi ini berpengaruh terhadap cumulative produksi minyak pada setiap sumur yang telah di *reperforaion* dan juga memperpanjang umur setiap sumur. Hasil dari prediksi pada Skenario 2B dapat dilihat pada **Tabel 4.16.** diatas. Berdasarkan table diatas terlihat bahwa Skenarioo 2B memberikan peningkatan kumulatif produksi minyak menjadi 31,5 MMSTB dengan nilai *recovery factor* sebesar 27,36%. Jika dibandingkan dengan skenario 2A, kenaikan yang diperoleh memang relative kecil, namun tetap menunjukkan adanya tambahan perolehan minyak akibat optimasi perpindahan perforasi (*Reperforation*). Hal ini menunjukkan bahwa interval perforasi yang baru mampu mengakses zona dengan saturasi minyak yang masih cukup tinggi atau area yang sebelumnya belum terproduksi secara optimal. Dapat dilihat dari **Gambar 4.34.** dibawah.



Gambar 4. 34. Grafik Kumulatif Produksi Oil dan *Watercut* Pada Skenario 2B

Berdasarkan **Gambar 4.34.** terlihat bahwa terjadi peningkatan kumulatif produksi minyak dibandingkan dengan skenario sebelumnya. Kurva produksi menunjukkan tren yang lebih stabil dan disisi lain, tren kenaikan *water cut* tetap mengalami kenaikan

seiring waktu, namun tidak menunjukkan lonjakan yang besar. Pada **Gambar 4.35.** dapat dilihat proses pengerjaan dari *Reperforation*.



Gambar 4. 35. Pengerjaan *Reperforation* Pada Sumur AB-3ST

Setelah dilakukan pengerjaan *Reperforation* seperti yang terlihat pada **Gambar 4.35.** maka dapat memaksimalkan kontak pada zona oil sehingga dapat memaksimalkan perolehan minyak pada masing-masing sumur yang telah dilakukan *reperforation*.

4.15. Skenario 3

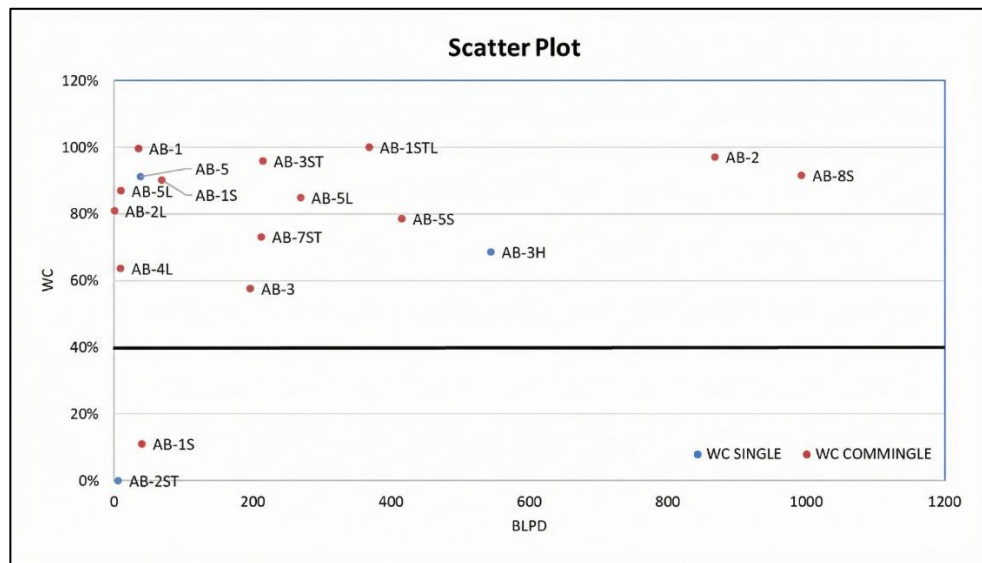
4.15.1. Penentuan Sumur Konversi (*Convert To Injection*)

Penentuan sumur konversi ditentukan berdasarkan produksi liquid yang sudah rendah yaitu dibawah 10 bbl/day dan berjarak 250 acre. Korelasi untuk melakukan konversi sumur dilakukan berdasarkan peta *mobile oil in place* dan *saturation oil*. Dapat dilihat pada **Tabel 4.17.** dan **Gambar 4.36.**

Tabel 4. 17. Data Sumur *Convert To Injection*

Kandidat Sumur <i>Convert To Injection</i>		
No	Well	Status
1	AB-3	Low Liquid
2	AB-1	Low Liquid

Dapat dilihat pada **Tabel 4.17.** Sumur *existing* yang akan di *convert* menjadi sumur *injection* yaitu sumur AB-3 dan AB-1. Hal ini dikarenakan kedua sumur tersebut memiliki produksi yang cukup rendah dengan *water cut* yang cukup tinggi. Untuk melihat hasil produksi dari setiap sumur *existing* dapat dilihat grafik *scatter plot* pada **Gambar 4.36.**

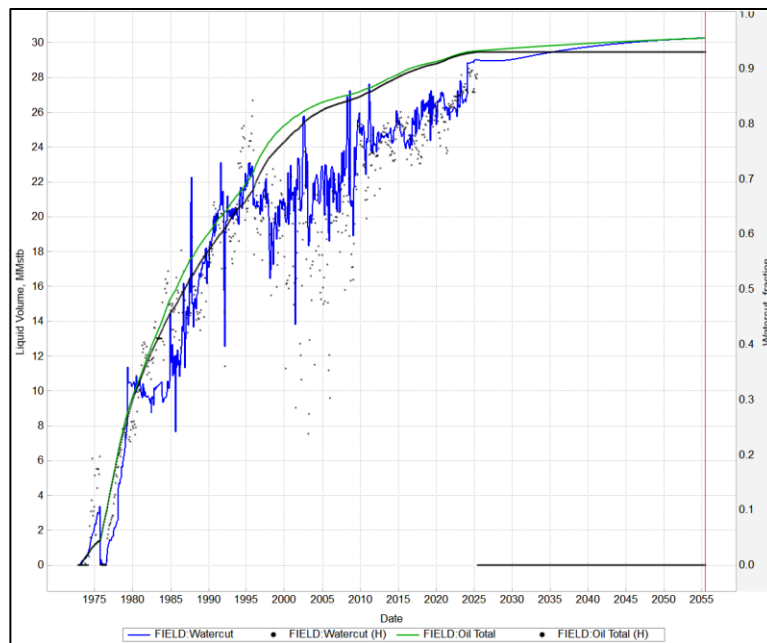


Gambar 4. 36. Hasil *Scatter Plot* Pada Lapangan “AAN”

Pada grafik *Scatter Plot* pada **Gambar 4.32.** diatas bahwa sumur yang masuk kriteria untuk dijadikan sumur *injection* yaitu pada sumur yang memiliki produksi liquid rendah dengan *water cut* tinggi dan sumur yang memiliki produksi liquid rendah dengan *water cut* yang rendah. Sebaliknya, sumur dengan liquid rate tinggi dan *water cut* yang masih terkendali dapat dipertahankan sebagai sumur produksi utama karena masih memberikan kontribusi minyak yang besar sebagai sumur produksi.

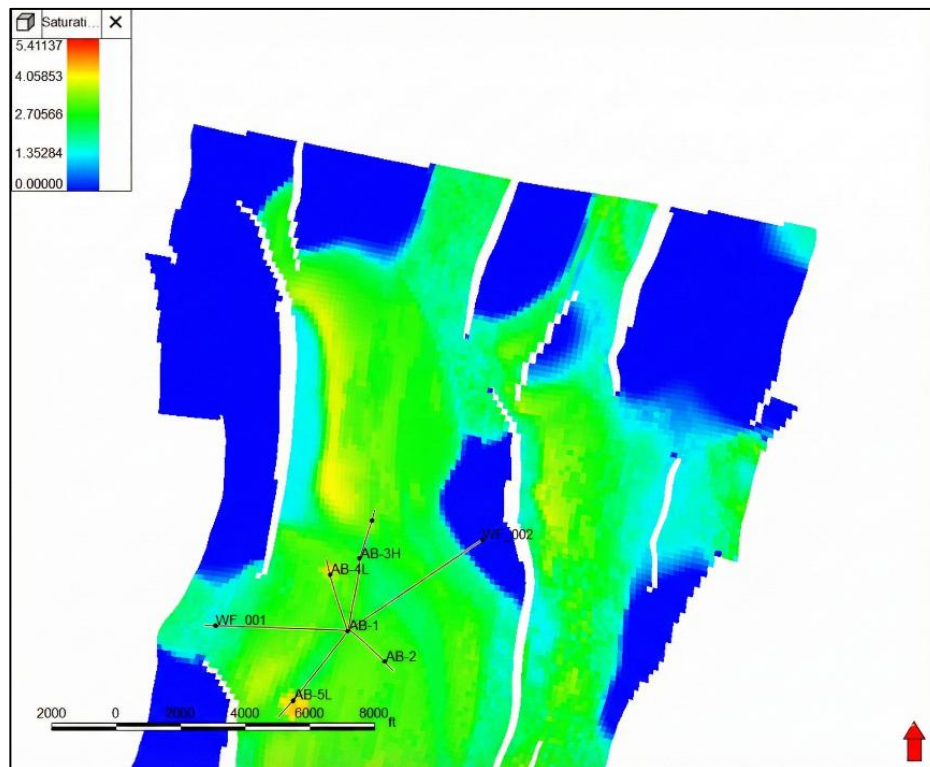
4.15.2. Skenario 3A (Skenario 1 + *Sensitivity Irregular spot 2 WF + 1 CTI*)

Pada skenario 3A, akan menerapkan *pattern irregular* untuk 2 sumur *waterflooding* dan 1 sumur konversi untuk operasi injeksi di lapangan ini. Tujuan dari *pattern* ini adalah untuk mendistribusikan fluida injeksi secara merata ke seluruh area reservoir, sehingga memaksimalkan kontak dan pergerakan fluida dalam formasi. Dalam skenario ini, akan menggunakan nilai *water injection* sebesar 2000 stb/day dan BHP sebesar 1320 psi. Sumur yang akan di konversi yaitu sumur AB-3 dan penambahan sumur injeksi *waterflooding* pada sekitar sumur AB. Hasil dari skenario 3A, termasuk pengaruh *pattern* terhadap aliran fluida injeksi dan produksi minyak, disajikan dalam **Tabel 4.17.**, **Gambar 4.37.** hingga **Gambar 4.40.** Dengan menganalisis data yang didapatkan, akan dapat mengevaluasi efisiensi dan keberhasilan dari skenario 3A yang menerapkan *pattern irregular* untuk 2 sumur *waterflooding* dan 1 sumur konversi. Informasi ini akan menjadi dasar penting untuk pengambilan keputusan strategis dalam pengelolaan lapangan, dengan tujuan mencapai hasil produksi yang optimal. Pada **Gambar 4.37.** dibawah terdapat Grafik Kumulatif produksi dan *watercut* pada skenario 3A.



Gambar 4. 37. Grafik Kumulatif Produksi Oil dan
Watercut Pada Skenario 3A

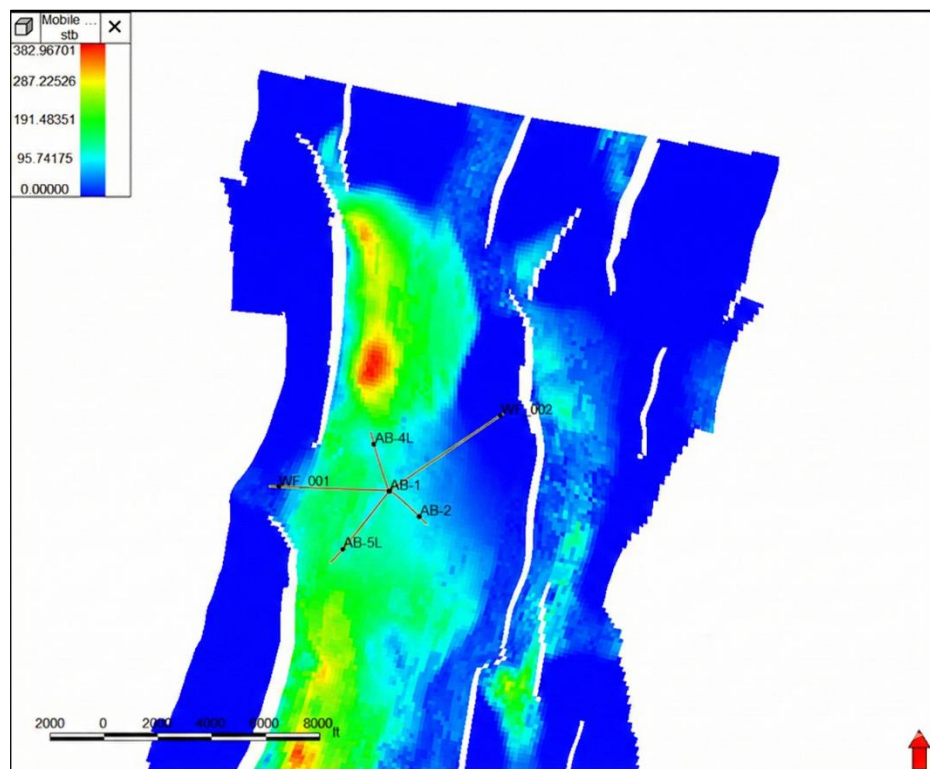
Berdasarkan **Gambar 4.37.** terlihat bahwa tren kumulatif produksi oil pada skenario 3A menunjukkan peningkatan signifikan pada periode awal produksi, kemudian cenderung melandai seiring bertambahnya waktu. Ini mengindikasikan bahwa reservoir mengalami penurunan energi pendorong serta peningkatan kontribusi produksi air yang ditunjukkan oleh kenaikan *water cut*. Peningkatan *Water cut* yang terjadi secara bertahap menunjukkan adanya pergerakan front air menuju sumur produksi sebagai konsekuensi dari mekanisme *waterflooding* yang diterapkan.



Gambar 4. 38. Letak Sumur Injection *Waterflooding* Berdasarkan Peta *Saturation Oil* (SOIL) Pada Skenario 3A

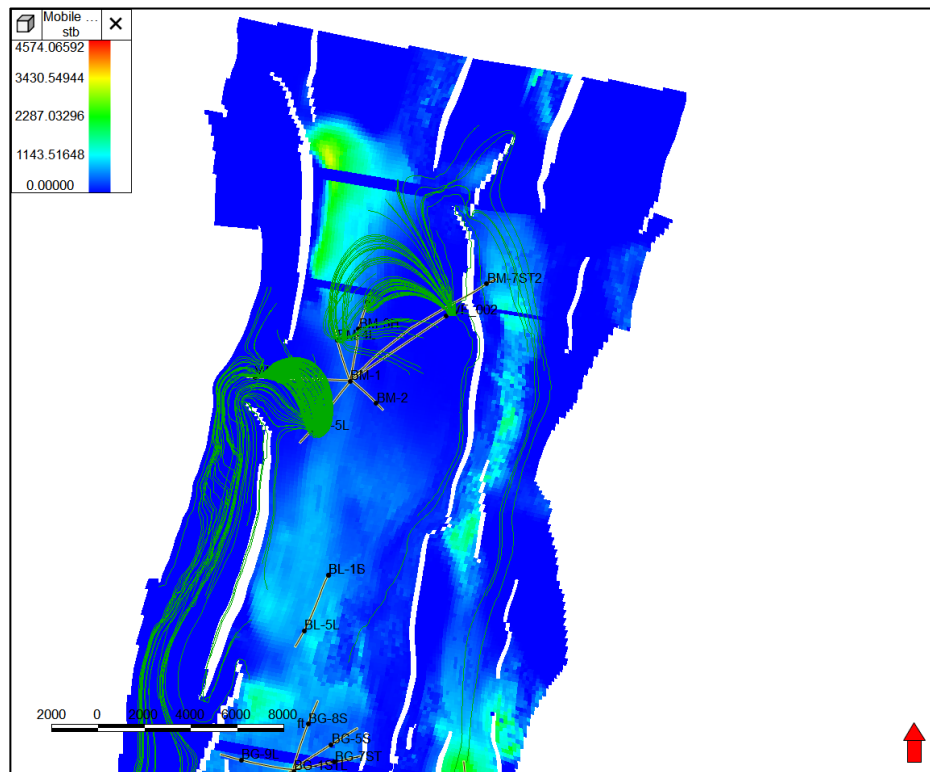
Berdasarkan **Gambar 4.38.** distribusi *Saturation Oil* (Soil) pada skenario 3A menunjukkan variasi nilai yang cukup tinggi antar area reservoir. Zona dengan nilai saturasi minyak yang lebih tinggi masih teridentifikasi pada beberapa bagian tengah dan selatan lapangan “AAN”, yang mengindikasikan potensi minyak tersisa (*remaining oil*) yang belum tersapu secara optimal oleh proses injeksi air. Sementara

itu, area dengan warna yang merepresentasikan saturasi minyak lebih rendah menunjukkan bahwa front air telah bergerak dan menggantikan sebagian besar minyak di zona tersebut. Penempatan sumur injeksi pada area ini dirancang untuk mendorong minyak dari zona dengan saturasi tinggi menuju sumur produksi di sekitarnya. Pola penyebaran saturasi yang terlibat juga memberikan gambaran mengenai efektivitas pola *waterflooding* yang diterapkan, khususnya dalam hal keseragaman penyapuan (*areal sweep efficiency*). Secara keseluruhan peta saturasi oil ini menjadi dasar menentukan strategi dalam menentukan letak lokasi sumur injeksi *waterflooding*.



Gambar 4. 39. Letak Sumur Injection *Waterflooding* Berdasarkan Peta *Movable Oil In Place* (MOIP) Pada Skenario 3A

Berdasarkan **Gambar 4.39.** penentuan lokasi sumur injeksi pada skenario 3A dilakukan dengan mempertimbangkan distribusi *Movable Oil In Place* (Moip). Zona dengan nilai Moip yang relatif tinggi menjadi prioritas utama dalam perencanaan injeksi karena area tersebut masih memiliki potensi minyak yang masih tinggi.



Gambar 4. 40. Streamline Pergerakan fluida pada Skenario 3A

Dapat dilihat pada **Gambar 4.40.** bahwa sumur *Injection Waterflooding* diletakkan berada didekat sumur *existing* AB dengan tujuan agar efisiensi penyapuan minyak lebih optimal. Hasil Prediksi Skenario 3A dapat dilihat pada **Tabel 4.18.** dibawah yang mana terdapat kenaikan kumulatif oil dari skenario 2B yang sebelumnya 31,5 MMSTB ketika dilakukan injeksi air kumulatif oil meningkat menjadi 32 MMSTB.

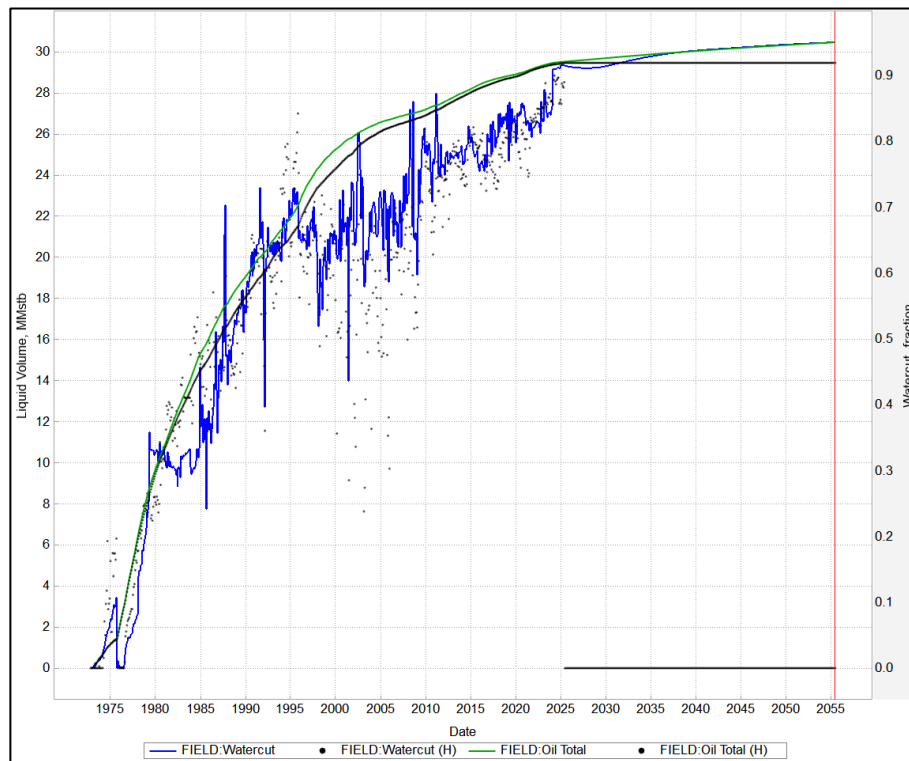
Tabel 4. 18. Hasil Prediksi Skenario 3A Pada Lapangan “AAN”

Skenario	Cum.Oil, MMstb	RF%
Skenario 1	30,2	26,26 %
Skenario 2A	31,4	27,32 %
Skenario 2B	31,5	27,36 %
Skenario 3A	32,0	27,80%

Dari skenario 3A, diprediksi bahwa Lapangan “AAN” dapat memperoleh kumulatif produksi minyak (N_p) sebesar 32 MMSTB dan nilai *recovery factor* (RF) sebesar 27,80 %.

4.15.3. Skenario 3B (Skenario 1 + *inverted 5 spot*)

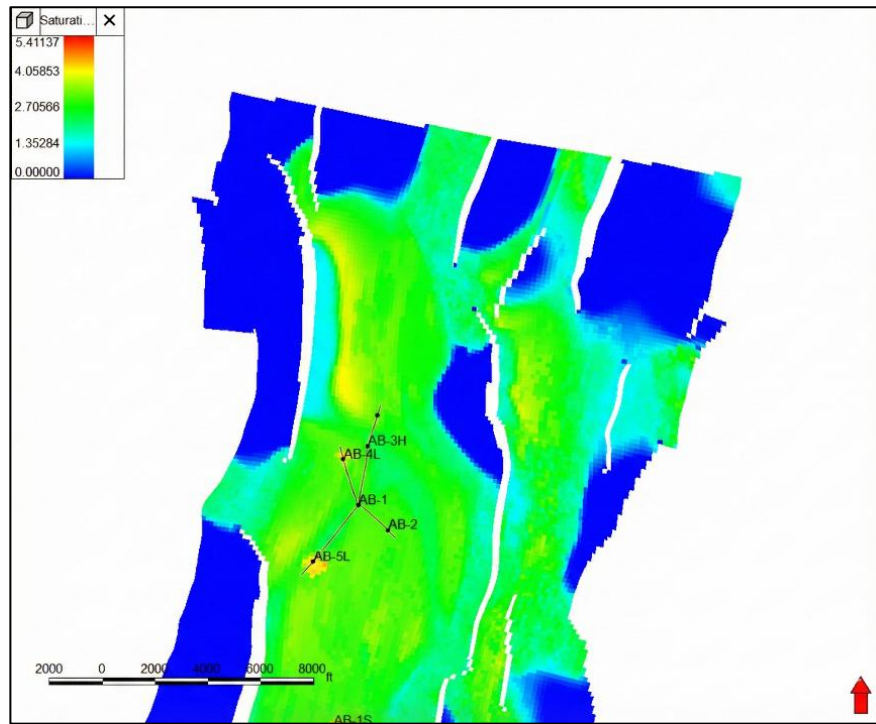
Pada Skenario 3B dengan menggunakan pattern *inverted 5 spot*, injeksi akan dilakukan di tengah sumur produksi. Hal ini bertujuan untuk memaksimalkan kontak fluida injeksi dengan formasi reservoir dan meningkatkan efisiensi pergerakan fluida di dalamnya. Dengan memonitor nilai *water injection*, dapat mengamati perubahan aliran injeksi dan memastikan bahwa pattern *inverted 5 spot* ini memberikan hasil yang diharapkan. Dalam skenario ini, akan menggunakan nilai yang sama yaitu laju injeksi sebesar 2000 stb/day dan BHP sebesar 1320 psi. Sumur yang akan di konversi yaitu AB-1. Hasil dari skenario 3B, terhadap produksi minyak disajikan dalam **Tabel 4.19**, dan **Gambar 4.41**. Penerapan pola *inverted 5 spot* pada skenario 3B diharapkan mampu meningkatkan penyapuan areal (*areal sweep efficiency*) dibandingkan pola sebelumnya, karena fluida injeksi didistribusikan dari pusat menuju sumur produksi di sekitarnya. Pola ini memungkinkan distribusi tekanan yang lebih merata serta mengurangi kemungkinan terbentuknya channeling pada zona dengan permeabilitas tinggi. Akan tetapi, pola ini juga akan tetap bergantung pada heterogenitas reservoir, khususnya variasi permeabilitas lateral dan vertikal yang dapat mempengaruhi arah serta kecepatan pergerakan front air. Selain itu, keberhasilan penerapan pola *inverted 5 spot* pada skenario 3B perlu dievaluasi tidak hanya dari peningkatan kumulatif produksi minyak, tetapi juga dari respons tekanan reservoir dan perkembangan *watercut* pada sumur produksi di sekitarnya. Apabila terjadi kenaikan *watercut* yang terlalu cepat, hal tersebut dapat mengindikasikan terbentuknya jalur alir dominan akibat kontras permeabilitas yang tinggi. Oleh karena itu, analisa secara berkala terhadap distribusi saturasi air dan perubahan tekanan menjadi aspek penting untuk memastikan bahwa mekanisme injeksi benar-benar meningkatkan efisiensi penyapuan dan bukan sekedar mempercepat terjadi *water breakthrough*.



Gambar 4. 41. Grafik Kumulatif Produksi Oil dan *Watercut*
Pada Skenario 3B

Berdasarkan **Gambar 4.41.** grafik produksi lapangan pada skenario 3B menunjukkan peningkatan *watercut* yang sangat tajam seiring dengan berjalannya waktu produksi. Pada periode awal, *watercut* berada di tingkat yang rendah, namun secara bertahap merangkak naik hingga mendekati 0,9 (90%) menjelang tahun 2025 dan stabil di nilai tersebut hingga akhir masa prediksi. Peningkatan *watercut* yang sejalan dengan tren produksi kumulatif minyak yang mulai melandai mengidentifikasi bahwa lapangan “AAN” telah memasuki fase penurunan alami yang memerlukan evaluasi lebih lanjut untuk meningkatkan produksi kumulatif minyak. Tingginya tingkat *watercut* yang mencapai nilai 0,9 (90%) mengidentifikasi bahwa produksi minyak yang didapatkan hanya sebesar 10%. Kondisi ini dapat mengindikasikan terjadinya *waterhrough* yang cukup dominan akibat efektifitas injeksi yang mendorong air lebih cepat mencapai sumur produksi. Selain itu, heterogenitas permeabilitas dan kemungkinan terbentuknya jalur alir yang diakibatkan oleh permeabilitas yang tinggi

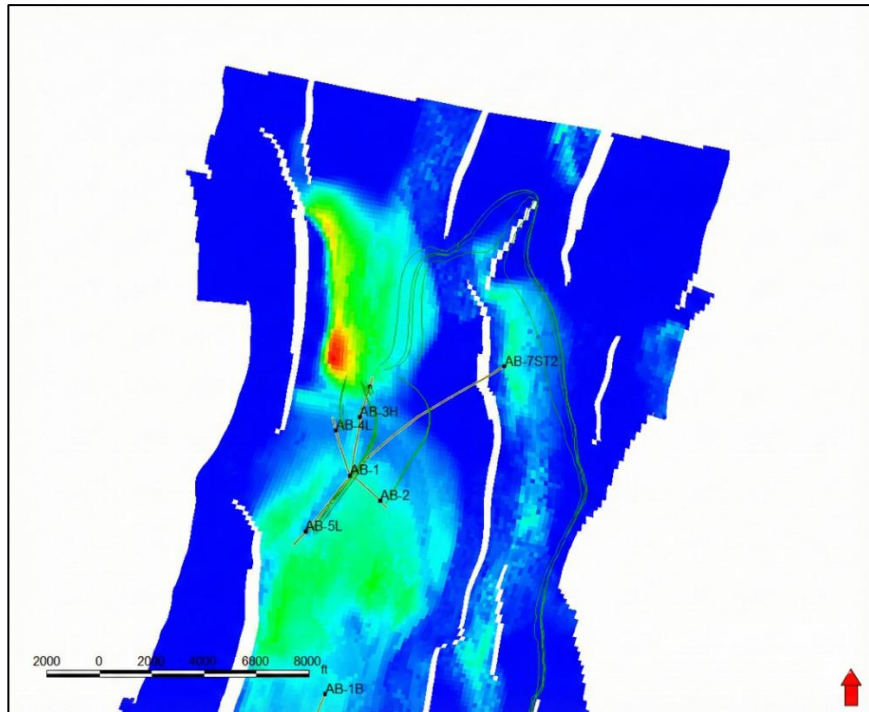
juga dapat menyebabkan kenaikan *watercut*. Pada **Gambar 4.37.** dibawah terdapat letak sumur injeksi *waterflooding* dengan menggunakan peta *saturation oil*.



Gambar 4. 42. Letak Sumur Injection *Waterflooding* Berdasarkan Peta *Saturation Oil* (SOIL) Pada Skenario 3B

Berdasarkan **Gambar 4.42.** dapat dilihat bahwa sumur *existing* yang di *convert* menjadi sumur *Injection* yaitu sumur AB-1 sehingga dapat membentuk *pattern inverted 5 spot*. Hasil Prediksi Skenario 3B. Selanjutnya, pada **Gambar 4.42.** juga merupakan lokasi sumur injeksi *waterflooding* yang dipetakan terhadap distribusi *saturation oil* (Soil). Peta tersebut memberikan gambaran mengenai penyebaran minyak yang masih tersisa sebelum penerapan skenario pengembangan. Zona dengan nilai saturasi minyak yang relatif lebih tinggi masih teridentifikasi pada beberapa bagian reservoir, yang mengindikasikan adanya potensi *remaining oil* yang belum terproduksi secara optimal. Sementara itu, tingginya *watercut* pada **Gambar 4.41.** dan distribusi saturasi minyak pada **Gambar 4.42.** mengidentifikasikan bahwa sebagian besar jalur alir telah didominasi oleh air, khususnya pada area dengan konektivitas permeabilitas tinggi. Hal

ini dapat menyebabkan distribusi penyapuan menjadi kurang merata dan masih terdapat zona dengan saturasi minyak tinggi yang belum terproduksi secara maksimal.



Gambar 4. 43. *Streamline* Pergerakan fluida pada Skenario 3B

Tabel 4. 19. Hasil Prediksi Skenario 3B Pada Lapangan “AAN”

Skenario	Cum.Oil, MMstb	RF%
Skenario 1	30,2	26,26 %
Skenario 2A	31,4	27,32 %
Skenario 2B	31,5	27,36 %
Skenario 3A	32,0	27,80%
Skenario 3B	30,5	26,49%

Dapat dilihat pada **Tabel 4.19.** Skenario 3B diperoleh cumulative oil sebesar 30,5 MMSTB dengan perolehan *Recovery Factor* sebesar 26,49 %. Setelah melakukan

evaluasi terhadap hasil-hasil skenario 3A dan 3B, dapat disimpulkan bahwa skenario 3A adalah pilihan terbaik. Hal ini dikarenakan dalam skenario 3A, terlihat dengan jelas bahwa skenario 3A memiliki tingkat kenaikan *recovery factor* yang lebih banyak dibandingkan dengan skenario 3B.

BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1. Tinjauan Umum Lapangan

Lapangan “AAN” merupakan lapangan minyak yang terletak pada perairan Utara Subang, Lepas Pantai, lepas pantai Jawa Barat Utara. Secara Regional, Lapangan “AAN” termasuk kedalam cekungan Jawa Barat Utara dengan Sub-Cekungan Ardjuna. Reservoir utama pada Lapangan ini yaitu terletak pada formasi parigi dan *upper* cibulakan dimana Lapisan “AB” merupakan lapisan utama yang digunakan pada simulasi reservoir. Lapangan “AAN” Lapisan “AB” mulai dilakukan produksi pada tahun 1972 dengan jumlah 30 sumur minyak. Berdasarkan hasil simulasi Lapangan “AAN” pada Lapisan “AB” mempunyai *Orriginal Oil In Place* (OOIP) sebesar 115,25 MMSTB.

5.2. Pengolahan Data

Pada Simulasi Reservoir yang dilakukan pada penelitian ini, dapat dilihat pada *flowchart* yang terdapat pada **Gambar 3.1.** dimana tahapan yang dilakukan yaitu persiapan data yang mencakup pengumpulan data berupa data Geologi dan Geofisik, Data Reservoir, Data Produksi, dan data penunjang. Setelah ini dilakukan pengolahan pada data-data tersebut. Tahap pertama yang dilakukan yaitu melakukan proses validasi terhadap data PVT yang terdapat pada simulasi dan yang terdapat pada data Laboratorium dapat dilihat pada **Tabel 4.1.** merupakan komposisi hidrokarbon yang terkandung pada fluida reservoir Lapangan “AAN” dan pada **Tabel 4.2.** dapat dilihat nilai dari *Bubble Point Pressure* yang terdapat pada reservoir Lapangan “AAN” yaitu sebesar 1298,7 psi dan pada **Tabel 4.3.** dapat dilihat nilai dari sifat fisik fluida reservoir Lapangan “AAN” yaitu untuk $R_s@Bubble\ Point\ Pressure$ sebesar 209 Scf/Stb, Oil FVF@*Bubble Point Pressure* sebesar 1,148 Bbl/Stb, Oil Density@*Bubble Point Pressure* sebesar 0,8084 gm/cc. Dari data tersebut juga dapat ditentukan jenis fluida pada Lapangan “AAN” berupa *Black Oil* yang ditunjukkan pada **Gambar 4.6.** Data

Laboratorium tersebut kemudian diinput kedalam perangkat lunak tNavigator untuk dilakukan validasi. Setelah itu dilakukan analisa untuk menentukan *Drive Mechanism* terhadap Lapangan “AAN” analisa *drive mechanism* tersebut dapat dilihat pada **Gambar 4.15.** dari gambar tersebut didapatkan *Drive Mechanism* pada Lapangan “AAN” merupakan kombinasi antara Gas Cap dan *Weak Water Drive*. Setelah selesai dilakukan validasi maka dilakukan penginputan data-data yang telah disiapkan tersebut kedalam model statik. Data *core analisis* yang digunakan yaitu data sekunder dimana data tersebut mencakup pembagian *rock region* yang dilakukan berdasarkan distribusi permeabilitas dan porositas. Pada Lapangan “AAN” didapatkan 4 *Rock Region* dengan nilai permeabilitas dan porositas yang berbeda-beda. Setelah data-data seperti data PVT, data *core analisis*, data produksi, dan data penunjang telah diinput maka langkah selanjutnya melakukan inisialisasi pada model dinamik untuk melakukan validasi terhadap *Original Oil In Place* (OOIP) volumetrik. Setelah selesai melakukan tahap inisialisasi selanjutnya melakukan *History Matching* dengan melakukan validasi terhadap data produksi liquid, data produksi oil, dan data produksi water. Setelah dilakukan *History Matching* selanjutnya dilakukan prediksi (*Forecasting*) dengan membuat beberapa skenario dengan tujuan untuk meningkatkan perolehan *recovery factor*.

5.3. Analisa Model Simulasi Reservoir

Setelah seluruh data telah dilakukan pengolahan, selanjutnya dilakukan penginputan data ke dalam model statik. Dapat dilihat pada **Gambar 4.7.** hingga **Gambar 4.11.** merupakan model statik persebaran parameter petrofisik seperti isoporositas, isopermeabilitas, isosaturasi minyak, isosaturasi air, dan *pressure*. Jenis *grid* yang digunakan pada model yaitu kartesian dengan jumlah *grid* aktif sebanyak 320128.

5.4. Inisialisasi

Tahap inisialisasi merupakan tahap pertama dalam melakukan simulasi pada penelitian ini yaitu dengan cara melakukan validasi terhadap nilai *Original Oil In Place* volumetrik. Parameter yang dimodifikasi untuk melakukan validasi tersebut yaitu

tekanan kapiler. Batas *error* yang diperbolehkan adalah maksimal 5%. Hasil inisialisasi dapat dilihat pada **Tabel 4.10.** dan **Gambar 4.16** dan **Gambar 4.17.**

5.5. History Matching

Tahap selanjutnya yaitu melakukan *History Matching* yaitu proses penyelarasan antara laju produksi dan kumulatif produksi hasil simulasi dengan data aktual. Penyelarasan ini dilakukan pada tahun awal produksi yaitu 1 Nov ember 1972 hingga 1 juni 2025. Parameter yang dimodifikasi un tuk melakukan *history matching* yaitu volume aquifer dan relative permeabilitas oil dan water sehingga didapatkan persen *error* dibawah batas maksimal. Hasil *history matching* pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB” dapat dilihat pada **Tabel 4.11.** dan kurva hasil *history matching* dapat dilihat pada **Gambar 4.18** dan **Gambar 4.19.** dapat dilihat bahwa pada cumulative liquid aktual sebesar 62,367 bbl sedangkan pada simulasi sebesar 62,363 bbl dengan perbedaan persen *error* sebesar 0,00 % lalu pada cumulative oil aktual memiliki nilai sebesar 29,457 bbl sedangkan nilai dari simulasi sebesar 29,524 bbl dengan persen *error* sebesar 0,22 % dan pada cumulative air aktual memiliki nilai 32,911 bbl dan pada simulasi 32,839 bbl dengan persen *error* sebesar 0,21 % dan pada *pressure* memiliki nilai aktual sebesar 824,300 psi dengan nilai simulasi sebesar 773,462 psi dan persen *error* 0,51 % dengan persen *error* dari parameter- parameter diatas sudah memenuhi kriteria *matching* karena sudah dibawah batas maksimal nilai dari persen *error*. Maka, dari hasil *history matching* menunjukkan bahwa model pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB” telah valid dan selaras dengan kondisi aktual.

5.6. Prediksi (forecasting)

Tahap akhir dalam melakukan simulasi reservoir yaitu melakukan prediksi (*forecasting*). Tahap ini bertujuan untuk memperkirakan hasil produksi selama waktu yang telah ditentukan. Pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB” dilakukan prediksi selama 30 tahun dimulai dari 1 juni 2025 hingga 1 juni 2055. Pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB” dilakukan *forecasting* dengan penambahan sumur injeksi *Waterflooding* dengan menggunakan peta *Movable Oil In Place* (Moip) dan Peta *Saturation Oil* (SOIL). Perhitungan *Recovery Factor* pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB”

menggunakan persamaan *J.J.Arps* untuk *Water Drive* dan *Gas Cap Drive* yaitu sebesar 40,22 % dan 24,48 % dan *ultimate recovery* sebesar 46,25 MMSTB. Prediksi dilakukan dengan menerapkan beberapa skenario dalam hal pengembangan lapangan. Skenario 1A dilakukan pengembangan lapangan berupa penambahan 2 sumur injeksi *waterflooding* dan 1 sumur *convert to injection*. Dari skenario 1A didapatkan nilai cumulative produksi oil sebesar 32 MMSTB dengan nilai *recovery factor* sebesar 27,80 %. Skenario 1B dilakukan pengembangan lapangan berupa *Inverted 5 spot* dengan mengubah sumur *existing* AB-1 menjadi sumur injeksi. Dari skenario 1B didapatkan cumulative oil sebesar 30,5 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 26,49 %. Skenario 2 dilakukan *reopening* pada sumur AB-1 , AB-2, dan AB-4L ditambah dengan skenario 1A. pada Skenario 2 didapatkan cumulative oil sebesar 31,4 MMSTB dan didapatkan nilai *recovery factor* sebesar 27,32 %. Skenario 3 dilakukan *Reperforation* pada sumur *existing* AB-5L ditambah dengan skenario 2. Pada skenario 3 didapatkan cumulative oil sebesar 31,5 MMSTB dengan perolehan *recovery factor* sebesar 27,36 %. Dari ketiga skenario tersebut dipilih skenario yang paling optimum yaitu skenario 1A karena peningkatan cumulative oil dan *recovery factor* yang cukup besar dibandingkan dengan skenario yang lainnya.

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil perhitungan dan analisa terkait perencanaan penambahan sumur injeksi *Waterflooding* pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB” dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Cadangan yang dapat diproduksi pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB” berdasarkan perhitungan recovery factor menggunakan persamaan J. J. Arps diperoleh RF sebesar 40,22% dan harga ultimate recovery sebesar 46,26 MMSTB dari total OOIP sebesar 115 MMSTB.
2. Cadangan yang dapat diproduksi pada Lapangan “AAN” Lapisan “AB” berdasarkan perhitungan recovery factor menggunakan persamaan J. J. Arps diperoleh RF sebesar 40,22% dan harga ultimate recovery sebesar 46,26 MMSTB dari total OOIP sebesar 115 MMSTB.
3. Pada Penelitian ini terdapat 3 skenario. Pada Skenario 1A dilakukan penambahan 2 sumur Waterflooding dan 1 sumur CTI dimana didapatkan cumulative oil sebesar 32 MMSTB dengan recovery factor sebesar 27,8 %. Skenario 1B dilakukan 1 sumur CTI membentuk pattern inverted 5 spot dan didapatkan cumulative oil sebesar 30,5 MMSTB dengan recovery factor sebesar 26,4 %. Skenario 2 dilakukan skenario 1A + Reopening dan didapatkan cumulative oil sebesar 31,4 MMSTB dengan recovery factor sebesar 31,4 MMSTB. Skenario 3 dilakukan skenario 2 + Reperforation dan didapatkan cumulative oil sebesar 31,5 MMSTB dengan recovery factor sebesar 27,3 %.
4. Skenario terbaik yang dipilih yaitu skenario 1A dengan 3 sumur waterflooding, 1 sumur CTI.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook*.
- Craig, F. F. (1971). *Buku The Reservoir Engineering Aspect of Waterflooding*.
- Dechongkit, P., & Prasad, M. (2011). *CSUG/SPE 149471 Recovery Factor and Reserves Estimation in the Bakken Petroleum System (Analysis of the Antelope, Sanish and Parshall fields)*.
- Geologi minyak dan gas*. (n.d.).
- Irwin Wirnanda, R. (2015). *Rendi Wirnanda Irwin*.
- Manuel, J., & Segura, O. (2010). *PRINCIPLES OF WATERFLOODING ahmed adel*.
- Moussavizadegan, S. H., Mustafiz, S., & Abou-Kassem, J. H. (2010). *This Page Intentionally Left Blank*.
- Nt, D., Fathaddin, M. T., & Huda, S. (2015). ANALISA EFEKTIFITAS POLA INJEKSI AIR ANTARA NORMAL DAN INVERTED FIVE SPOT SIMULASI RESERVOIR LAPANGAN DNT. *Seminar Nasional Cendekiawan*.
- Pamungkas, J. (2011). *Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir*.
- Ratnaningsih Dyah, R., Herianto, & Rahmad, B. R. (2023). *5. Buku Final Penelitian Reservoir*.
- Rukmana, D. (2013). *SIMULASI RESERVOAR*.
- Subagya, A. (2012). *IATMI SM STT MIGAS Balikpapan*.
- Swadesi, B., Asmorowati, D., Kurniawan, A., Widiyaningsih, I., & Kardin, A. P. (2022). *Penerapan Konsep Mobility Desain Terhadap Incremental Oil Pada Injeksi Polimer*.

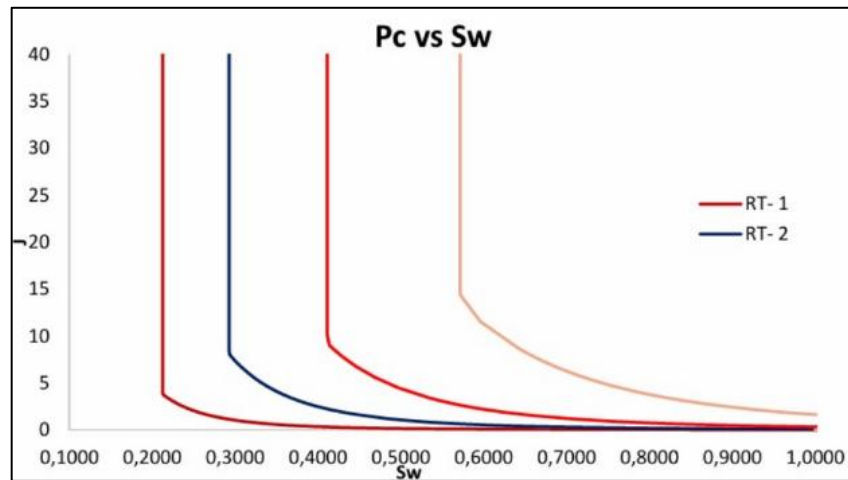
LAMPIRAN

Lampiran A. DATA PVT LAPANGAN “AAN” LAPISAN “AB”

Data from Original discovery Well			
Location.....	Java Sea		
Date.....	15-May-92		
Oil Gravity @ STP.....	28.6	*API	
Separator Pressure.....	150	psig	
Separator Temperature.....	78	*F	
Production Rates			
Gas.....	*	Mscf/D	
Liquid.....	176	bb/D	
Gas/Liquid Ratio.....	17612	scf/bbl	
Separator Conditions			
Primary Separator Pressure.....	150	psig	
Primary Separator Temperature.....	78	*F	
Secondary Separator Pressure.....	*	psig	
Secondary Separator Temperature.....	*	*F	
Primary Separator Gas Production Rate.....	3092	Mscf/D	
Gas Factors -			
Field Values:			
Pressure Base.....	14.73	psia	
Temperature Base.....	60	*F	
Compressibility Factor (F _{pv}).....	*		
Gas Gravity Factor (F _g).....	1.2394		
Laboratory Values:			
Pressure Base.....	14.73	psia	
Temperature Base.....	60	*F	
Compressibility Factor (F _{pv}).....	1.0103		
Gas Gravity Factor (F _g).....	1.2953		
Primary Separator Liquid Rate.....	176	bb/D	at * *F
Stock Tank Liquid Rate.....	*	bb/D	at * *F
Separator Gas / Separator Liquid Ratio.....	*	scf/bbl	
Separator Gas / Stock Tank Liquid Ratio.....	*	scf/bbl	
Stock Tank Liquid / Separator Gas Ratio.....	*	bb/Mscf	
Separator Liquid / Stock Tank Liquid Ratio.....	*	bb/bbl	at * *F

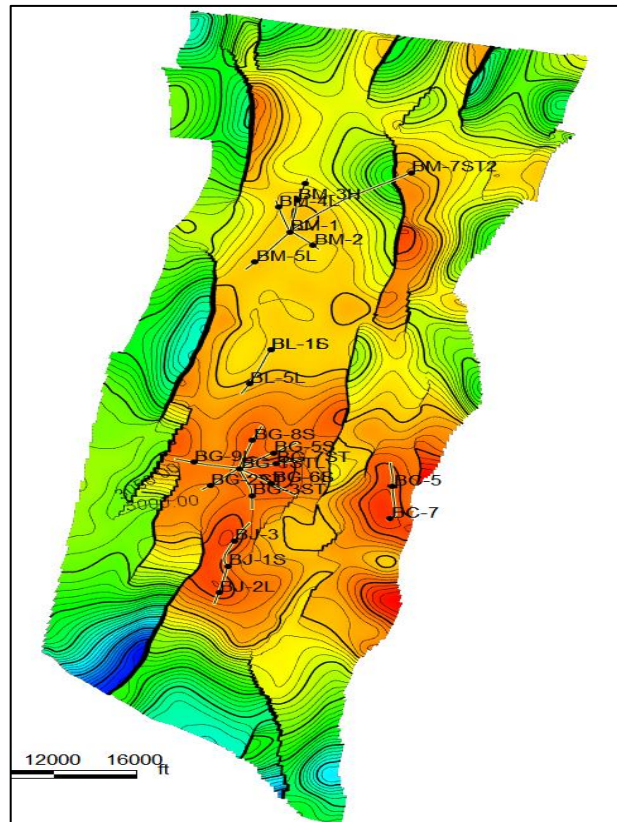
Well Description			
Formation.....	Main, (B-26C) Sand stone		
Pool (or Zone).....	*		
Date Completed.....	15-5-92		
Elevation.....	76	ft Above MSL	
Producing Interval.....	3084-3102	ft MD	
Total Depth.....	4220/3130	ft MD	
Tubing Size.....	2.7/8	in	
Tubing Depth.....	*	ft	
Casing Size.....	*	in	
Casing Depth.....	*	ft	
Pressure Survey Data			
Data from Original Discovery Well			
Date.....	15-May-92		
Reservoir Pressure.....	1284	psig	
Data at Sample Collection			
Date.....	15-May-92		
Reservoir Pressure.....	1284	psig	
Reservoir Temperature.....	172	*F	
Pressure Tool.....	Halliburton-Hrs		
Flowing Bottom-Hole Pressure.....	1080	psig	
Flowing Tubing Pressure.....	*	psig	

Lampiran B. GRAFIK PC INITIAL LAPANGAN”AAN” LAPISAN “AB”



**Lampiran C. TABEL DATA PC VS SW INITIAL LAPANGAN “AAN”
LAPISAN “AB”**

swc	0,21	0,29	0,41	0,57
a	0,006	0,018	0,028	0,056
b	3,8	3,8	3,8	3,8
k avg	1618,82	232,77	29,67	4,04
poro avg	0,35	0,29	0,26	0,23



Lampiran D. Well Section *Waterflooding* Skenario 1A Lapangan “AAN”
Lapisan “AB”

