

**SIMULASI *RESERVOIR* SUMUR GAS “STJ-02” LAPISAN
BRF LAPANGAN “STJ” DENGAN MENGGUNAKAN
DATA & HASIL ANALISA PBU**

SKRIPSI



Oleh
THOMAS VISSER DEDEANSYAH
NIM: 113190050

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

**SIMULASI *RESERVOIR* SUMUR GAS “STJ-02” LAPISAN
BRF LAPANGAN “STJ” DENGAN MENGGUNAKAN
DATA & HASIL ANALISA PBU**

SKRIPSI

**Oleh
THOMAS VISSER DEDEANSYAH
NIM: 113190050**

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

LEMBAR PENGESAHAN

**SIMULASI *RESERVOIR* SUMUR GAS “STJ-02” LAPISAN
BRF LAPANGAN “STJ” DENGAN MENGGUNAKAN
DATA & HASIL ANALISA PBU**

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

oleh

THOMAS VISSER DEDEANSYAH

NIM: 113190050

Menyetujui

Yogyakarta, 24 Juli 2024

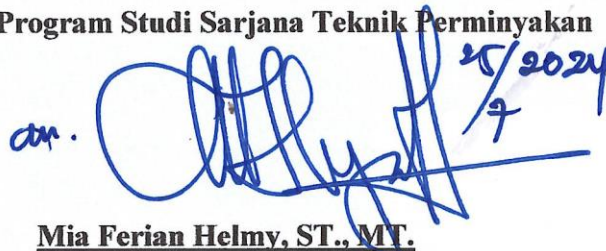
Dosen Pembimbing



Ir. Joko Pamungkas, MT

NIP. 19650625 199403 1001

Koordinator Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan



Mia Ferian Helmy, ST., MT.

NIP. 19831020 201903 2 012

PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Saya yang bertandatangan di bawah ini :

Nama : Thomas Visser Dedeansyah

NIM : 113190050

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, 24 Juli 2024

Yang menyatakan



Thomas Visser Dedeansyah

HALAMAN PERSEMBAHAN

Skripsi ini saya persembahkan untuk:

Dipersembahkan kepada Orang Tua, Adik, serta para dosen dan abang grant yang tak pernah berhenti untuk memberikan dukungan dan doa. Mereka menjadi penyemangat saya untuk tetap konsisten mengejar mimpi dan cita-cita. Dan juga untuk diri saya sendiri yang sudah berjuang dan berusaha hingga sampai pada titik ini. Semoga apa yang saya pelajari, pengalaman yang saya lewati dan kegagalan yang sudah saya hadapi dapat menjadi pelajaran hidup yang bermanfaat bagi diri saya pribadi, keluarga.

PRAKATA

Puji syukur atas kehadiran Allah SWT yang telah melimpahkan Rahmat dan Hidayah-Nya, sehingga Penulis dapat menyelesaikan Skripsi dengan judul *SIMULASI RESERVOIR SUMUR GAS “STJ-02” LAPISAN BRF LAPANGAN “STJ” DENGAN MENGGUNAKAN DATA & HASIL ANALISA PBU*

Pada kesempatan ini, tidak lupa penulis ingin menyampaikan terimakasih kepada:

1. Prof. Dr. Mohammad Irhas Effendi, M.Si. selaku Rektor UPN “Veteran” Yogyakarta
2. Dr. Ir. Sutarto, MT. selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral UPN “Veteran” Yogyakarta
3. Dr. Boni Swadesi, MT. selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta
4. Ir. Joko Pamungkas, MT. selaku Dosen Pembimbing.
5. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu yang membantu secara langsung maupun tidak langsung.

Penulis menyadari bahwa penulisan Skripsi ini belum sempurna, oleh karena itu penulis mengharapkan saran, kritik yang membangun untuk memperbaiki kekurangan Skripsi ini dan semoga bermanfaat bagi yang membutuhkan.

Yogyakarta, 24 Juli 2024

Thomas Visser Dedeansyah

RINGKASAN

SIMULASI *RESERVOIR* SUMUR GAS “STJ-02” LAPISAN BRF LAPANGAN “STJ” DENGAN MENGGUNAKAN DATA & HASIL ANALISA PBU

Oleh
Thomas Visser Dedeansyah
NIM: 113190050
(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Lapangan “STJ” merupakan lapangan baru yang sedang di ekspolarsi memiliki 3 sumur yaitu salah satunya adalah sumur gas “STJ-02”. Sumur gas ini telah dilakukan uji *Drill Stem Test* (DST) pada lapisan BRF dengan kedalaman 7544’ – 7613’ MD, menghasilkan nilai laju produksi gas sebesar 4,49 MMSCFPD. Model reservoir yang digunakan adalah *homogeneous reservoir model* dengan *circle faults boundary*, Dari pengujian *well test* di dapat nilai P^* sebesar 2342 Psia, skin +21, permeabilitas rata-rata 13.3, serta diperoleh nilai AOF 8,5 MMSCFPD, nilai $Q_{critical}$ 1.21 MMSCFPD. Didapatkan hasil *logging* berupa kedalaman vs permeabilitas, porositas dan saturasi air. Berdasarkan data-data tersebut, Penulis memutuskan untuk melakukan analisis simulasi reservoir dengan menggunakan *single well model* untuk dapat memprediksi laju produksi sumur gas tersebut dimasa yang akan datang.

Tahap awal dalam melakukan simulasi dimulai dengan pengolahan RCAL, SCAL dan PVT. Kemudian, data-data yang dimiliki tersebut diinput ke dalam *single well model* dengan menggunakan *software CMG*, selanjutnya dengan melakukan *history matching* untuk rate dan tekanan *drill steam test*. Setelah itu melakukan *forecasting* dan membuat skenario dengan parameter yang telah ditentukan.

Prediksi yang dilakukan pada sumur “STJ-02” lapisan BRF yaitu skenario I dengan produksi sumur dengan $Q_{critical}$ sebesar 1.21 MMSCFD dengan waktu *plateu* $Q_{critical}$ selama 28 tahun, skenario II produksi sumur dengan laju alir sebesar 1.5 MMSCFD dengan waktu *plateu* selama 25 tahun 1 bulan, laju alir 2.00 MMSCFD dengan waktu *plateu* 17 tahun 3 bulan, laju alir 2.5 dengan waktu *plateu* 12 tahun 6 bulan dan skenario III produksi sumur dengan laju alir dari 30% AOF sebesar 2.55 MMSCFD dan waktu *plateu* yang di dapat selama 12 tahun 3 bulan.

Kata kunci: Simulasi Reservoir, *Single Well Model*, Sumur Gas

ABSTRACT

SIMULASI RESERVOIR SUMUR GAS “STJ-02” LAPISAN BRF LAPANGAN “STJ” DENGAN MENGGUNAKAN DATA & HASIL ANALISA PBU

By

Thomas Visser Dedeansyah

NIM: 113190050

(Petroleum Engineering Undergraduated Program)

The "STJ" field is a new field under exploration, featuring three existing wells, one of which is the gas well "STJ-02." In this well, a Drill Stem Test (DST) has been successfully conducted on the BRF layer at depths ranging from 7544' to 7613' MD, yielding a gas production rate of 4.49 MMSCFPD. The reservoir model employed is a homogeneous reservoir model with a circular faults boundary. From well test data, the P^ value is determined to be 2342 Psia, skin is +21, average permeability is 13.3, and the Absolute Open Flow (AOF) is 8.5 MMSCFPD, with a critical rate (Q critical) of 1.21 MMSCFPD. Logging results include depth vs. permeability, porosity, and water saturation. Based on this data, the author decides to perform a reservoir simulation analysis using a single-well model to predict the future production rate of the gas well.*

The initial stage involves processing RCAL, SCAL, and PVT data. Subsequently, these data are input into the single-well model using CMG software. The next step is to conduct history matching for rate and pressure during the drill steam test. Following this, forecasting is carried out, and scenarios are created with predetermined parameters.

The predictions for the "STJ-02" well in the BRF layer are as follows scenario I Production with a Q critical of 1.21 MMSCFPD with a plateau time of 28 years, scenario II production rates of 1.5 MMSCFPD with a plateau for 25 years 1 month, 2.00 MMSCFPD with a plateau for 17 years 3 months, 2.5 MMSCFPD with a plateau for 12 years 6 months, scenario III production at 30% AOF, with a rate of 2.55 MMSCFPD and a plateau time of 12 years 3 months.

Keywords: Reservoir Simulation, Single Well Model, Gas Well.

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH.....	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN	iv
PRAKATA	v
RINGKASAN	vi
ABSTRACT	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	xi
DAFTAR TABEL	xiii
DAFTAR LAMPIRAN	xv
DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG	xvi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
I.1 Latar Belakang	1
I.2 Maksud dan Tujuan	2
I.3 Batasan Masalah	2
I.4 Metodologi.....	3
I.5 Diagram Alir Pengerjaan	4
BAB II KELENGKAPAN DATA.....	5
II.1. Tinjauan Lapangan	5
II.2. Data Petrofisik Sumur “STJ-02” Lapisan BRF	5
II.3. Data <i>Reservoir</i> “STJ-02” Lapisan BRF.....	7
II.3.1. Data RCAL.....	7
II.3.2. Data SCAL	7
II.3.3. Data Tekanan Kapiler.....	8
II.3.4. Data PVT.....	8
II.4 Data <i>Logging</i>	14
II.5 Data <i>Well Test</i>	14
BAB III DASAR TEORI	20
III.1. <i>Pressure Build-Up (PBU)</i>	20
III.1.1. Karakteristik Kurva <i>Pressure Build-Up Test</i>	20
III.1.2. Segmen Data Awal (<i>Early Time</i>).....	21

DAFTAR ISI
(LANJUTAN)

III.1.3. Segmen Data Pertengahan (<i>Middle Time</i>)	21
III.1.4. Segmen Waktu Lanjutan (<i>Late Time</i>)	22
III.2. <i>Hydraulic Flow Unit</i>	22
III.2.1. <i>Rock Quality Index</i> (RQI)	22
III.2.2. <i>Flow Zone Indicator</i> (FZI).....	22
III.3. Pengolahan Data Permeabilitas Relatif	23
III.4. Pengolahan Tekanan Kapiler	28
III.5. Perencanaan Model <i>Reservoir</i>	29
III.5.1. Pemilihan Model	29
III.5.2. Jenis Model	29
III.6. Konsep Simulasi <i>Reservoir</i>	31
III.6.1. Pengertian Simulasi <i>Reservoir</i>	31
III.6.2. Persiapan Data	32
III.6.3. Input Data.....	33
III.6.4. Inisialisasi	33
III.6.5. <i>History Matching</i>	34
III.6.6. Prediksi Simulasi <i>Reservoir</i>	34
BAB IV SIMULASI RESERVOIR SUMUR GAS “STJ-02”	36
IV.1. Pengolahan Data <i>Reservoir</i>	36
IV.1.1. Penentuan <i>Rock Region</i>	36
IV.1.2. Permeabilitas Relatif.....	39
IV.1.3. Tekanan Kapiler.....	53
IV.2. Simulasi <i>Reservoir</i>	58
IV.2.1. Model <i>Reservoir</i>	59
IV.2.2. Inisialisasi	62
IV.3. <i>History Matching</i>	63
IV.4. Prediksi	66
IV.5. Skenario Sumur “STJ-02”	66
IV.5.1. Skenario I.....	68
IV.5.2. Skenario II	69
IV.5.3. Skenario III	70

DAFTAR ISI
(LANJUTAN)

BAB V PEMBAHASAN	72
V.1. Kesiapan Data	72
V.2. Pengolahan Data	72
V.3. Analisa Inisialisasi	73
V.4. Analisa <i>History Matching</i>	73
V.5. Prediksi.....	74
BAB VI KESIMPULAN	76
DAFTAR RUJUKAN	77
LAMPIRAN.....	78

DAFTAR GAMBAR

Gambar I.1 Diagram Alir Pengerjaan.....	4
Gambar II.1 Hasil <i>Pressure Volume Relationship</i> Lapisan BRF.....	11
Gambar II.2 Gas <i>Compresibility Factor</i> Lapisan BRF	12
Gambar II.3 <i>Retrograde Condensation During Depletion</i> CCE.....	12
Gambar II.4 Diagram Fasa Lapisan BRF.....	13
Gambar II.5 <i>Log Feature Interval</i> Sumur “STJ-02” Lapisan BRF.....	14
Gambar II.6 Peta Top Struktur Sumur “STJ-02” Lapisan BRF.....	15
Gambar II.7 <i>Well Diagram</i> Sumur “STJ-02”.....	16
Gambar II.8 Laju alir gas vs <i>Time</i> dan <i>Pressure vs Time</i>	17
Gambar II.9 <i>Type Curve</i> sumur “STJ-02” Lapisan BRF	17
Gambar II.10 Kurva IPR pada sumur “STJ-02” lapisan BRF	19
Gambar III.1 Grafik <i>Pressure Build-Up Test</i> Sebenarnya.....	21
Gambar III.2 Trendline Normalisasi Kurva Relperm pada Sistem Gas-Minyak..	25
Gambar III.3 Contoh Kurva Denormalisasi Relperm Pada Sistem Minyak-Air ..	25
Gambar III.4 Contoh Normalisasi Kurva Relperm Sistem Gas-Minyak	27
Gambar III.5 Denormalisasi Kurva Relperm Sistem Gas-Minyak	27
Gambar III.6 Jenis Model Berdasarkan Cakupannya	30
Gambar III.7 <i>Radial Grid</i>	31
Gambar IV.1 Pembagian <i>Region</i> Sumur “STJ-02” lapisan BRF.....	39
Gambar IV.2 Kurva Permeabilitas Relatif Sistem Air-Minyak.....	40
Gambar IV.3 Kurva Permeabilitas Relatif Sistem Minyak Gas	40
Gambar IV.4 Kurva Tekanan Kapiler.....	42
Gambar IV.5 Kurva Normalisasi Sistem Minyak-Air pada RT 1,2,3.....	45
Gambar IV.6 Kurva Denormalisasi Sistem Air-Minyak.....	44
Gambar IV.7 Plot S_{wi} vs Permeabilitas.....	45
Gambar IV.8 Plot S_{wi} vs S_{or}	45
Gambar IV.9 Plot S_{or} vs $K_{rw}@S_{or}$	46
Gambar IV.10 Plot S_{wi} vs $K_{ro}@S_{wi}$	46
Gambar IV.11 Kurva Denorm Relperm setiap Region Sistem Minyak-Air.....	47

DAFTAR GAMBAR
(LANJUTAN)

Gambar IV.12 Normalisasi Permeabilitas Relatif Gas-Minyak.....	49
Gambar IV.13 Kurva De-normalisasi Sistem Gas-Minyak	51
Gambar IV.14 Plot Permeabilitas vs Sgi	51
Gambar IV.15 Plot Permeabilitas vs Sgor	52
Gambar IV.16 Plot Sgor vs Krg@Sor.....	52
Gambar IV.17 Kurva Denorm Relperm Setiap Region Sistem Gas-Minyak	53
Gambar IV.18 Kurva J(Sw) vs Sw*	55
Gambar IV.19 Kurva De-normalisasi Tekanan Kapiler	57
Gambar IV.20 Kurva Hasil Denormalisasi Tekanan Kapiler Setiap Region.....	58
Gambar IV.21 Grid Top sumur “STJ-02” lapisan BRF DST#7	59
Gambar IV.22 Pembagian <i>Rock Region</i> Sumur “STJ-02”.....	60
Gambar IV.23 Distribusi Porositas sumur “STJ-02” lapisan BRF DST#7.....	61
Gambar IV.24 Distribusi Permeabilitas Petrofisik sumur “STJ-02”	61
Gambar IV.25 Distribusi Permeabilitas PBU sumur “STJ-02”	62
Gambar IV.26 Distribusi Sw sumur “STJ-02” lapisan BRF DST#7	63
Gambar IV.27 <i>First Running</i> Laju Produksi Gas, <i>Oil</i> , <i>Water</i> dan <i>Pressure</i>	64
Gambar IV.28 <i>Penyelarasan</i> Laju Produksi Gas, <i>Oil</i> , <i>Water</i> dan <i>Pressure</i>	65
Gambar IV.29 <i>Cummulative</i> Laju Produksi Gas, <i>Condensate</i> dan <i>Water</i>	66
Gambar IV.30 Laju Produksi Gas Skenario Pengembangan sumur “STJ-02”	67
Gambar IV.31 Produksi Kumulatif Gas pada Skenario Pengembangan.....	68
Gambar IV.32 Laju Produksi Gas pada Skenario-1	68
Gambar IV.33 Produksi Kumulatif Gas pada Skenario 1	69
Gambar IV.34 Laju Produksi Gas pada Skenario-2.....	69
Gambar IV.35 Laju Produksi Kumulatif Gas Pada Skenario-2.....	70
Gambar IV.36 Laju Priduksi Gas Pada Skenario-3.....	70
Gambar IV.37 Laju Priduksi Kumulatif Gas Pada Skenario-3	71

DAFTAR TABEL

Tabel II-1 Data <i>Depth</i> sumur gas “STJ-02” lapisan BRF lapangan “STJ”	5
Tabel II-2 Data <i>Sampel Core</i> pada sumur gas “STJ-02” lapisan BRF	7
Tabel II-3 Data Permeabilitas Relatif Sistem Minyak – Air Lapisan BRF.....	8
Tabel II-4 Data Permeabilitas Relatif Sistem Gas – Minyak Lapisan BRF.....	8
Tabel II-5 Data Tekanan Kapiler sumur “STJ-02” lapisan BRF	8
Tabel II-6 <i>PVT SUMMARY</i>	9
Tabel II-7 Komposisi sumur “STJ-02” Lapisan BRF	10
Tabel II-8 Hasil CCE Lapisan BRF	10
Tabel II-9 <i>PBU Summary</i> Sumur “STJ-02” Lapisan BRF.....	18
Tabel II-10 <i>Summary Initial Rate</i>	19
Tabel III-1 Contoh Tabulasi <i>End-Point</i> Data Pada Sistem Gas-Minyak	26
Tabel IV-1 Hasil Perhitungan RQI, ϕz , FZI dan HFU.....	37
Tabel IV-2 Normalisasi permeabilitas Relatif Minyak – Air	42
Tabel IV-3 Hasil perhitungan Kro* dan Krw*	43
Tabel IV-4 Hasil Perhitungan De-normalisasi sistem Minyak-Air.....	44
Tabel IV-5 <i>End Point Region</i> Sistem Air-Minyak.....	47
Tabel IV-6 Normalisasi Permeabilitas Relatif Gas-Minyak	48
Tabel IV-7 Hasil Perhitungan Kro* dan Krg*	49
Tabel IV-8 Hasil Perhitungan De-normalisasi sistem Gas-Minyak.....	50
Tabel IV-9 Hasil Perhitungan De-normalisasi sistem Gas-Minyak.....	52
Tabel IV-10 Hasil Normalisasi Pc	54
Tabel IV-11 Hasil Perhitungan Sw* dan J(Sw*)	56
Tabel IV-12 Hasil Perhitungan De-normalisasi Tekanan Kapiler	56
Tabel IV-13 <i>End Point</i> Tekanan Kapiler	57
Tabel IV-14 Deskripsi Model <i>Reservoir</i>	59
Tabel IV-15 Data <i>Originally In Place</i>	62
Tabel IV-16 Data Persen <i>Error</i> Hasil <i>History Matching</i>	66
Tabel IV-17 Ringkasan Hasil Skenario	67

DAFTAR TABEL
(LANJUTAN)

Tabel IV-18 Laju Produksi dan Produksi Kumulatif pada Skenario-1	68
Tabel IV-19 Laju Produksi dan Produksi Kumulatif pada Skenario-2	69
Tabel IV-20 Laju Produksi dan Produksi Kumulatif pada Skenario-3	70

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran A. Data Hasil Pengolahan.....	79
Lampiran B. Data <i>PVT</i>	89
Lampiran C. <i>NTG</i>	90
Lampiran D. <i>HM</i>	91

DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG

SINGKATAN		Halaman
DST	<i>Drill Steam Test</i>	1
MD	<i>Measured Depth</i>	1
BRF	<i>Batu Raja Formation</i>	1
PBU	<i>Pressure Build Up</i>	1
Re	Radius Pengurasan	1
MMSCFPD	<i>Million Standard Cubic Feet Per Day</i>	1
CO ₂	<i>Carbon Dioksida</i>	1
H ₂ S	<i>Hidrogen Sulfida</i>	1
PVT	<i>Pressure-Volumet-Temperature</i>	1
RCAL	<i>Rountine Core Analysis</i>	1
SCAL	<i>Special Core Analysis</i>	1
AOF	<i>Absolute Open Flow</i>	16
OGIP	<i>Orginal Gas Inplace</i>	17
FZI	<i>Formation Factor-Zone Index</i>	19
HFU	<i>Hydraulic Flow Unit</i>	19

LAMBANG

Halaman

oF	<i>Fahrenheit</i>	1
K	Permeabilitas, mD	1
S	<i>Skin Factor</i>	1
RQI	<i>Indeks kualitas reservoir</i>	18
\emptyset_e	Porositas efektif, fraksi	19
\emptyset_z	<i>Indeks porositas ter-normalisasi, fraksi</i>	19
S_w^*	Normalisasi saturasi, fraksi	19
S_w	Saturasi air, fraksi	19
S_{wi}	<i>Initial water saturation, fraksi</i>	19
S_{or}	<i>Residual oil saturation, fraksi</i>	20
Kro	Permeabilitas relatif minyak, fraksi	20
K_{ro}^*	Normalisasi permeabilitas relatif minyak, fraksi	20
(Kro) S_{wi}	<i>Oil relative permeability at Initial water saturation, fraksi</i>	20
Krw	Permeabilitas relatif air, fraksi	21
K_{rw}^*	Normalisasi permeabilitas relatif air, fraksi	21
(Krw) S_{or}	<i>Water relative permeability at residual oil saturation, fraksi</i>	21
H	Panjang <i>sample core</i> , ft	21
S_g	Saturasi gas, fraksi	22
S_g^*	Normalisasi saturasi gas, fraksi	22
S_{gi}	<i>Initial gas saturation, fraksi</i>	22
S_{org}	<i>Residual gas saturation, fraksi</i>	22
Krg	Permeabilitas relatif gas, fraksi	23
K_{rg}^*	Normalisasi permeabilitas relatif gas, fraksi	23
(Krg) S_{org}	<i>Gas relative permeability at residual oil saturation, fraksi</i>	23
J(Sw)	<i>Lavarett J-Function, fraksi</i>	26
\emptyset	Porositas, fraksi	26

LAMBANG		Halaman
Pc	Tekanan Kapiler	26
Q	Laju alir	61
Kh	Permeabilitas per kedalaman, mD	61

BAB I

PENDAHULUAN

I.1 Latar Belakang

Sumur “STJ-02” terletak pada Lapangan “STJ” merupakan lapangan gas yang terletak di Provinsi Jambi dan merupakan sumur eksplorasi yang telah dibor sejak tahun 2015. Pada lapangan “STJ” ini telah dilakukan drill steam test dari DST#1 hingga DST#8. Lapisan BRF merupakan salah satu reservoir yang diindikasikan terdapat gas di dalamnya, berada di kedalaman 7544’ – 7613’ MD pada DST#7. Pada drill steam test didapatkan data Pressure vs Time, Laju Produksi vs Time dan juga Depth. Sedangkan analisa yang diperoleh pada uji drill steam test terdapat P*, skin, flow efficiency, productivity index dan juga permeabilitas. Didapatkan hasil *logging* berupa kedalaman vs permeabilitas, porositas dan saturasi air.

Analisa data yang didapatkan dari uji drill steam test lapisan BRF DST#7 dengan interval kedalaman 7544’ – 7613’ MD pada lapisan BRF dan dengan analisa PBU didapatkan nilai skin sebesar 21, Tekanan initial reservoir 2342 psia, temperature 282 deg F, k 13.3 mD, re sebesar 150 ft dan memiliki rate sebesar 4.49 MMCFPD. Dari analisis PBU juga didapatkan bahwa reservoir model berupa *homogeneous reservoir model* dengan *circle faults boundary*.

Analisa hasil data yang di dapatkan dari RCAL “STJ-02” pada sample *core-2* dan *core-3* dengan kedalaman 5855 – 5892 ft. Selain itu data RCAL juga memiliki data permeabilitas dan porositas yang berbeda-beda sesuai dengan kedalamannya masing-masing, sehingga dengan data tersebut akan mendapatkan analisa permeabilitas vs porositas. Untuk hasil analisa dari data SCAL yang di dapatkan yaitu permeabilitas relatif dan tekanan kapiler (Pc).

Hasil analisa yang didapatkan dari data PVT yaitu *production interval* sebesar 7544-7613 ft, reservoir pressure sebesar 2342 psia, reservoir temperature 282 °F, pressure base sebesar 14.73 psia, nilai Komponen dimulai dari *Hydrogen Sulphide* (H₂S) sampai *Eicosane Plus* (C₂₀H₄₂). Selain itu, hasil analisa data yang didapatkan dari PVT lainnya yaitu *dew point pressure* 0.7657 Mscf/bbl, gas

viscosity 0.0229 Cp, Bgi 0.0073 Cuft/Scf, Z factor 0.8187, °API 43.9 dan merupakan *non-associated* gas.

Dalam skenario yang akan dibuat pada sumur gas “STJ-02” lapisan BRF lapangan STJ yaitu memiliki tiga skenario. Untuk skenario 1 yaitu akan melakukan *running* dengan $Q_{critical}$ sebesar 1.21 MMSCFD, untuk mengetahui dan menentukan berapa lama waktu *plateu* konstan dari $Q_{critical}$. Pada skenario 2 akan melakukan *running* dengan laju alir sebesar 1.5 MMSCFD, 2.00 MMSCFD, 2.5 MMSCFD, untuk dapat mengetahui serta menentukan berapa lama waktu *plateu* konstan nya. Pada skenario 3 akan melakukan *running* dengan 30% AOF sebesar 2.55 MMSCFD untuk dapat mengetahui dan menentukan berapa lama waktu *plateu* konstan nya.

Salah satu cara yang bisa memberikan kondisi yang akan datang adalah dengan simulasi *reservoir*. Dengan memanfaatkan data dari analisa *well testing*, hasil interpretasi log dan data pendukung lainnya maka dapat dibuat model sumur “*single well model*”

I.2 Maksud dan Tujuan

Maksud dari penulisan skripsi ini adalah untuk melakukan simulasi untuk validasi hasil dari DST#7 pada Sumur “STJ-02” dengan *single well model* pada lapisan BRF Lapangan “STJ”.

Tujuannya adalah menghasilkan berbagai skenario, menentukan berapa lama waktu plateau yang dapat diproduksi secara konsisten, dan mengetahui berapa lama sumur dapat berproduksi mulai dari $Q_{critical}$ hingga mencapai 30% AOF dengan mempertimbangkan beberapa skenario yang telah direncanakan.

I.3 Batasan Masalah

Batasan masalah yang diangkat dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

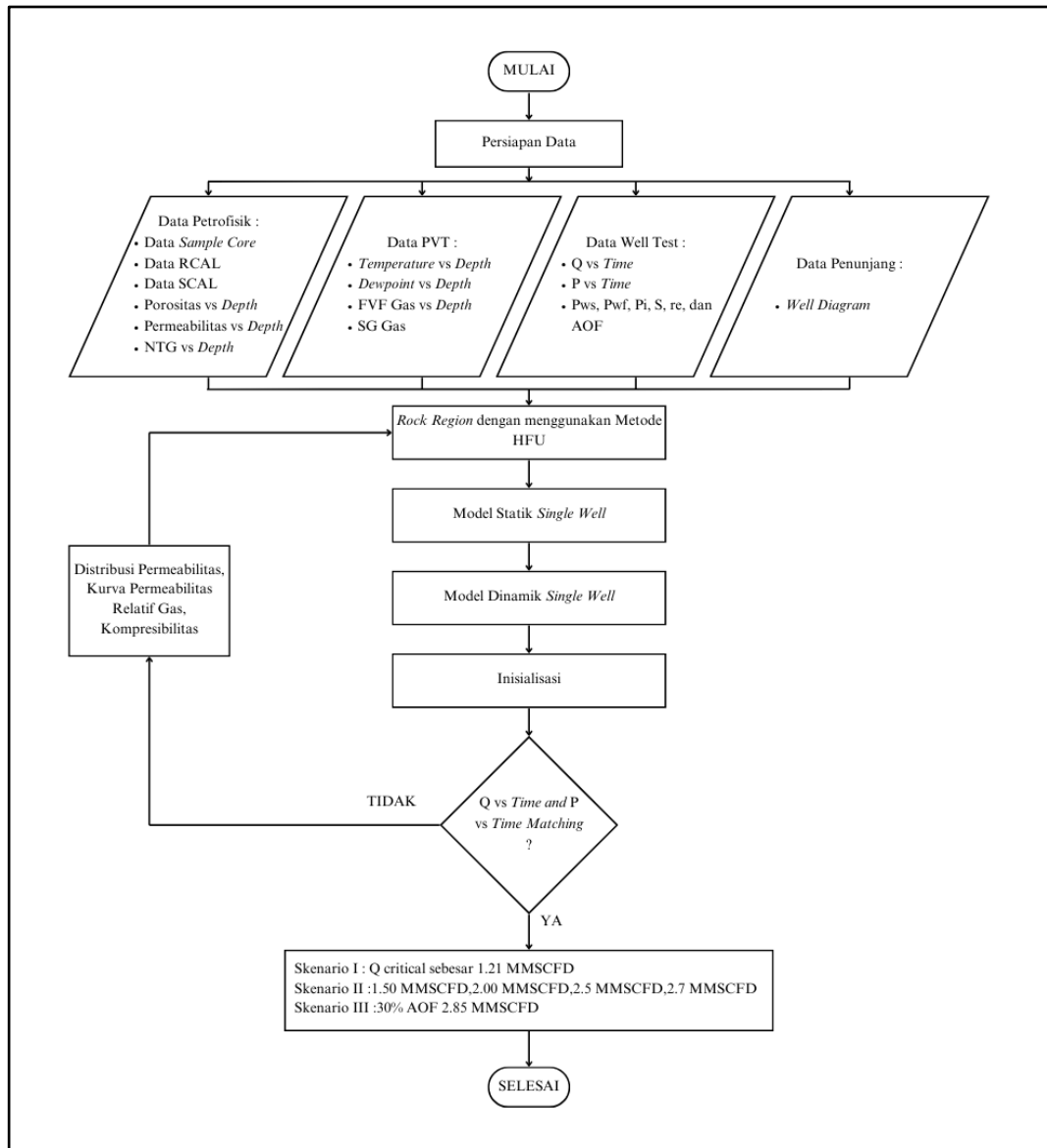
1. Pada lapisan BRF sumur “STJ-02” tidak melakukan analisa *Pressure Build-Up* (PBU) dan PVT
2. Nilai $Q_{critical}$ dan AOF sudah diketahui dari data
3. Menggunakan Re sebesar 750 meter
4. Tidak memperhitungkan faktor keekonomian

I.4 Metodologi

Metode dalam penyusunan skripsi ini adalah dengan cara membuat model simulasi menggunakan simulator terhadap skenario terbaik yang didapatkan. Prosedur yang digunakan dalam studi ini adalah sebagai berikut :

1. Persiapan dan pengumpulan data berupa data petrofik, data PVT dan data uji DST.
2. Mengolah dan menganalisa data RCAL dan SCAL.
3. Mengolah dan menganalisa data PVT fluida reservoir dan melakukan analisa *well test* dari data uji DST.
4. Membuat model static *single well* menggunakan simulator CMG.
5. Melakukan *history matching* untuk menyelaraskan data laju alir gas dan tekanan reservoir dengan sejarah kondisi aktualnya
6. Melakukan simulasi reservoir dengan mengubah laju alir pada setiap scenario
7. Melakukan analisa tingkat *Plateu* pada setiap scenario kemudian menentukan scenario yang paling optimum

I.5 Diagram Alir Pengerjaan



Gambar I.1 Diagram Alir Pengerjaan

BAB II KELENGKAPAN DATA

II.1. Tinjauan Lapangan

Lapangan “STJ” merupakan lapangan yang dieksplorasi pada tahun 2015 dan memiliki 3 sumur *existing* dan salah satunya adalah sumur gas “STJ-02”, sumur “STJ-02” terletak pada cekungan Sumatera Selatan di Provinsi Jambi, pada penelitian ini lapisan yang akan di analisa merupakan lapisan BRF.

II.2. Data Petrofisik Sumur “STJ-02” Lapisan BRF

Data geologi yang dibutuhkan untuk membuat suatu model geologi *reservoir* yaitu dibutuhkannya data peta top dan *bottom structure* yang didalamnya sudah termasuk *layer sand* untuk karakteristik *reservoir*. Pada sumur gas “STJ-02” ini dilakukannya uji *Drill Steam Test* (DST) #7 dengan interval kedalaman 7544’ – 7613’ MD. Data hasil *logging* pada sumur gas “STJ-02” lapisan BRF lapangan “STJ” dapat dilihat pada **Tabel II-1**

Tabel II-1 Data hasil *logging* sumur gas “STJ-02” lapisan BRF lapangan “STJ”

DEPTH	FLAG_PAY_FINA	PERM_UPN_FIX	PHIE_UPN_FIX	ROCKTYPE_FZI	SWE_UPN_FIX
5904		1.0573	0.1290295		0.96395
5905		1.1136	0.1286805		0.95925
5906		0.86635	0.12169775		0.97545
5907		0.8545	0.12079575		0.9709
5908		2.15435	0.138422		0.9709
5909		3.554975	0.1553518		0.883125
5910		3.99135	0.1597355		0.807875
5911		4.277175	0.16329525		0.823225
5912		4.585625	0.1664215		0.828525
5913		4.8735	0.16631025		0.83545
5914		3.1797	0.14894675		0.912575
5915		0.92425	0.12348525		0.991025
5916		0.512975	0.11148925		1
5917		0.499225	0.11063675		1
5918		0.51505	0.11015275		1
5919		0.33835	0.09878075		1
5920		0.1723	0.0866715		1
5921		0.15065	0.08465325		1
5922		0.157375	0.08537775		1
5923		0.1458	0.084173		1
5924		0.139575	0.0834985		1
5925		0.153675	0.0849535		1
5926		0.159775	0.0847855		1
5927		0.106425	0.076348		1
5928		0.0767	0.0719335		1
5929		0.1021	0.075976		1
5930		0.105925	0.077475		1

**Tabel II-1 Data hasil logging sumur gas “STJ-02” lapisan BRF lapangan
“STJ” (Lanjutan)**

(Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)

DEPTH	FLAG_PAY_FINA	PERM_UPN_FIX	PHIE_UPN_FIX	ROCKTYPE_FZI	SWE_UPN_FIX
5931		0.127475	0.08086925		1
5932		0.143675	0.083385		1
5933		0.118325	0.07990425		1
5934		0.08955	0.0758525		1
5935		0.141375	0.08181275		1
5936		0.2991	0.0963725		1
5937		0.374225	0.10218275		1
5938		0.246175	0.09140875		1
5939		0.125275	0.080618		1
5940		0.186275	0.08660025		1
5941		0.293625	0.097828		1
5942		0.611525	0.111468		1
5943		0.713125	0.11482575		1
5944		0.365175	0.100187		1
5945		0.260975	0.09562025		1
5946		0.309475	0.0981655		1
5947		0.223825	0.0915725		1
5948		0.175775	0.0880265		1
5949		0.274125	0.09586125		1
5950		0.4435	0.1067115		1
5951		0.541025	0.11187625		1
5952		0.450525	0.1072755		1
5953		0.327575	0.1005235		1
5954		0.303125	0.09916525		1
5955		0.373	0.10314875		1
5956		0.495975	0.10909825		1
5957		0.460825	0.10797075		1
5958		0.38235	0.10460575		1
5959		0.382425	0.10359275		1
5960		0.288325	0.097265		1
5961		0.28255	0.09680475		1
5962		0.56805	0.11034175		1
5963		0.646575	0.11469575		1
5964		0.367575	0.10147775		1
5965		0.2676	0.095664		1
5966		0.6235	0.1111865		1
5967		0.908625	0.1249925		1
5968		0.915325	0.12655525		1
5969		0.905475	0.1254445		1
5970		0.69115	0.11790675		1
5971		0.503925	0.1115195		1
5972		0.67275	0.117062		1
5973		0.815325	0.12163025		1
5974		0.55515	0.11093825		1
5975		0.34655	0.102086		1
5976		0.517875	0.10999525		1
5977		0.81365	0.1223615		1
5978		1.017225	0.1278095		1
5979		0.764875	0.118499		1
5980		0.4333	0.107749		1
5981		0.532825	0.11141525		1
5982		0.60835	0.1146375		1
5983		0.451025	0.10681925		1
5984		0.261325	0.095129		1
5985		0.186275	0.089451		1
5986		0.254325	0.0943545		1
5987		0.377275	0.103481		1
5988		0.547625	0.112261		1
5989		0.71255	0.118402		1
5990		0.571425	0.112443		1
5991		0.417925	0.10626125		1
5992		0.496125	0.11012525		1
5993		0.628925	0.1161225		1
5994		0.72765	0.119761		1
5995		0.6789	0.118606		1
5996		0.7201	0.119955		1
5997		0.8886	0.12547375		1
5998		1.03015	0.12968225		1
5999		1.0798	0.13076025		1
6000		0.9241	0.12672175		1
6001		0.836325	0.12434775		1
6002		0.87775	0.12432775		1
6003		0.650625	0.1154425		1
6004		0.46195	0.10900575		1
6005		0.66715	0.11599075		1
6006		0.6443	0.11491775		1
6007		0.389275	0.10490675		1
6008		0.429225	0.10615325		1
6009		0.786111765	0.11152125		1
6010		0.535825	0.112803		1
6011		0.852425	0.12264075		1
6012		1.328875	0.1360025		1
6013		1.2692	0.13423375		1
6014		0.7718	0.120198		1
6015		0.54605	0.113163		1
6016		0.581333333	0.114291667		1

II.3. Data Reservoir “STJ-02” Lapisan BRF

Dalam penelitian ini, data *reservoir* yang dimiliki pada sumur “STJ-02” lapisan BRF lapangan “STJ” adalah RCAL, SCAL, PVT.

II.3.1. Data RCAL

Data *Routine Core Analysis* (RCAL) yang dimiliki terdapat 3 sample *core* yaitu: *core-1*, *core-2*, *core-3* dengan kedalaman, nilai permeabilitas dan nilai porositas yang berbeda-beda. Dapat dilihat pada **Tabel II-2**

Tabel II-2 Data Sampel Core pada sumur gas “STJ-02” lapisan BRF (Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)

Well Name	Sample Name	Core ID	Interval/Formati on	depth ft	Grain Density g/cc	Porosity %	Permeability md
STJ 1		5	BRF	5864.5	2.72	4	1.6
		6	BRF	5866.1	2.72	2.9	0.35
		11	BRF	5874.3	2.72	4.9	0.28
STJ 2 (Core-1)		101	BRF	5825.10	2.69	3.9	0.405
		102	BRF	5826.00	2.72	3.7	0.089
		103	BRF	5827.55	2.71	5.7	0.791
		105	BRF	5829.00	2.70	1.9	0.009
		106	BRF	5830.10	2.71	3.4	0.758
		107	BRF	5831.25	2.72	4.4	0.536
		108	BRF	5832.25	2.69	2.1	0.011
		109	BRF	5833.15	2.69	2.3	0.016
		110	BRF	5834.10	2.71	2.2	0.081
		111	BRF	5835.00	2.69	5.1	2.85
		112	BRF	5836.10	2.72	5.2	2.29
		113	BRF	5837.20	2.70	1.3	0.006
	STJ 2 (Core-2)		201	BRF	5855.55	2.70	2.9
		202	BRF	5856.00	2.71	2.6	0.280
		203	BRF	5857.10	2.70	1.4	0.014
		204	BRF	5858.10	2.72	3.9	1.09
		205	BRF	5859.10	2.71	2.0	0.057
		206	BRF	5860.20	2.73	5.2	1.60
		207	BRF	5861.40	2.71	3.1	0.069
		208	BRF	5862.15	2.72	2.7	0.021
		210	BRF	5864.10	2.72	2.6	0.118
		211	BRF	5865.10	2.72	3.6	1.49
		216	BRF	5870.60	2.75	5.9	1.04
		217	BRF	5871.00	2.74	6.2	1.65
		218	BRF	5872.00	2.74	5.9	2.21
		219	BRF	5873.10	2.72	3.5	0.059
		220	BRF	5874.00	2.70	2.3	0.016
		221	BRF	5875.10	2.73	3.3	0.052
		223	BRF	5877.10	2.71	3.4	0.513
	224	BRF	5878.10	2.72	3.3	0.276	
	227	BRF	5881.00	2.71	1.8	0.040	
	228	BRF	5882.10	2.74	4.8	0.208	
	229	BRF	5883.25	2.73	4.9	0.262	
	230	BRF	5884.15	2.72	7.4	7.39	
STJ 2 (Core-3)		301	BRF	5885.10	2.74	4.9	0.453
		302	BRF	5886.00	2.71	0.9	0.004
		306	BRF	5890.40	2.71	8.4	12.9
		307	BRF	5891.20	2.73	8.5	14.1
		308	BRF	5892.20	2.71	1.7	0.015
		310	BRF	5894.40	2.69	0.6	0.003
		311	BRF	5895.20	2.70	1.0	0.010
		312	BRF	5896.20	2.70	1.0	0.012
		314	BRF	5898.00	2.69	0.6	0.002
		315	BRF	5899.10	2.69	0.6	0.003
		317	BRF	5901.00	2.73	5.4	3.51
		318	BRF	5902.00	2.73	2.7	0.024
	319	BRF	5903.10	2.71	1.7	0.067	
	320	BRF	5904.00	2.70	1.1	0.006	
	321	BRF	5905.00	2.72	1.8	0.007	
	322	BRF	5906.10	2.69	0.6	0.004	

II.3.2. Data SCAL

Data *Special Core Analysis* (SCAL) pada lapisan BRF terdapat beberapa sampel yaitu 230,306,307. Data tersebut dapat dilihat pada **Tabel II-3 sampai II-4**

PVT minyak, gas dan air yang terkandung didalam *reservoir* dapat membantu dalam pembuatan model simulasi *reservoir* untuk dapat memahami perilaku aliran fluida, peramalan produksi (prediksi) dan perancangan suatu sumur. Data yang di dapatkan yaitu temperatur *reservoir* sebesar 282 °F dan tekanan reservoir sebesar 2342 Psia. Untuk analisa yang di dapatkan dari PVT yaitu dapat dilihat pada **Tabel II-6**

Tabel II-6 PVT SUMMARY
(Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)

ZONE	Depth	Well	Reservoir			Gas Viscosity (Cp)	Bgi (Cuf/Scf)	Deviation Factor, Z	SG Gas	Fluid Characteristic	Remarks
			Pressure (Psia)	Dew Point Pressure (Psia)	Temp. (degF)						
IGUF	3405.5	BK-1 (DST#3)	1526	1465	184	0.0167	0.01023	0.805	0.7852	Non-Associated Gas	Data
BRF	7578	STJ-02 (DST#7)	2342	2327	282	0.0268	0.0073	0.82	0.8150	Non-Associated Gas	Data
UTAF	6099	STJ-3 (DST#4)	2733	3652.08	290	-	0.00643	0.8280	0.8458	Non-Associated Gas	Correlation
LTAF	6198	STJ-3 (DST#3)	2771	2756	257	0.0283	0.0058	0.7983	0.7749	Non-Associated Gas (Retrograde Gas)	Data
	6269.5	STJ-1 (DST#2)	2727	2727	285	0.0299	0.00674	0.8558	0.8203	Non-Associated Gas (Retrograde Gas)	Data
WG	6318	STJ-1 (DST#1)	2737	2737	285	0.0314	0.00631	0.8039	0.7783	Non-Associated Gas	Data

Analisa PVT merupakan bagian yang sangat penting dalam menganalisis reservoir *modeling* karena dapat memberikan informasi terkait tentang perilaku *reservoir* yang ada di dalam *reservoir* itu tersebut, baik itu minyak, gas ataupun air. Data PVT ini dapat menggambarkan mengenai sifat fisik dan kimia fluida *reservoir*, termasuk kepadatan, viskositas, komposisi, tekanan jenuh dan volume gas terlarut. Data PVT ini sangat penting dalam membangun *modeling reservoir* yang akurat agar dapat memprediksikan perilaku produksi dimasa yang akan datang, seperti dengan tingkat suatu produksi minyak dan gas. Dari sumur “STJ-02” di dapatkan hasil analisa komposisi sumur dan hasil CCE yang dapat di lihat pada **Tabel II-7** dan **Tabel II-8**

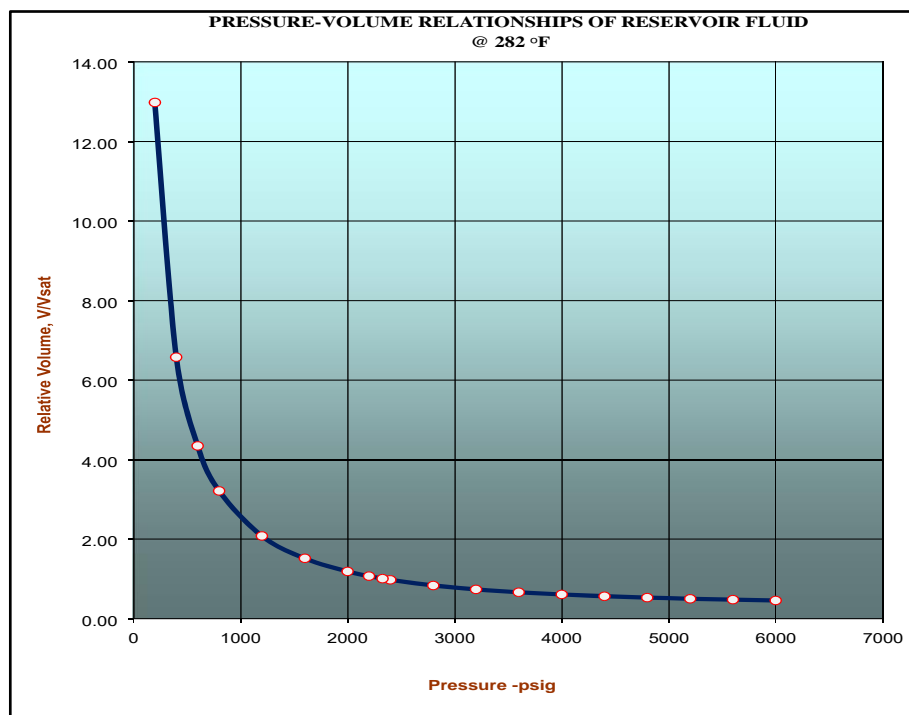
Tabel II-7 Komposisi sumur “STJ-02” Lapisan BRF
(Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)

Component	Separator Condensate Mol %	Separator Gas		**Wellstream		Mol. Wt (lb/Mol)
		Mol %	GPM	Mol %	Weight %	
Hydrogen Sulphide	0.0000	0.0020		0.0020	0.0019	34.08
Carbon Dioxide	6.8109	52.6130		52.0720	65.0312	44.01
Nitrogen	0.0720	3.2720		3.2339	2.5707	28.01
Methane	2.0260	34.2140		33.8333	15.3998	16.04
Ethane	0.9920	3.5030	0.654	3.4729	2.9634	30.07
Propane	2.7799	3.0290	0.798	3.0259	3.7859	44.09
Iso-Butane	1.9510	0.8860	0.288	0.8990	1.4827	58.12
N-Butane	3.8159	1.1420	0.358	1.1740	1.9362	58.12
Iso-Pentane	4.9279	0.5590	0.203	0.6110	1.2509	72.15
N-Pentane	3.9009	0.3340	0.120	0.3760	0.7698	72.15
Hexanes	3.7209	0.1040	0.042	0.1470	0.3594	86.17
Heptanes	12.2328	0.2050	0.071	0.3470	0.8438	85.69
Octanes	18.1456	0.1180	0.046	0.3310	0.9194	97.89
Nonanes	10.3248	0.0160	0.006	0.1380	0.4247	108.46
Decanes	4.5419	0.0030	0.002	0.0570	0.2046	126.48
Undecanes	2.3630	0.0000	0.000	0.0280	0.1168	147.00
Dodecanes	1.7860	0.0000	0.000	0.0210	0.0959	161.00
Tridecanes	1.6920	0.0000	0.000	0.0200	0.0993	175.00
Tetradecanes	0.6100	0.0000	0.000	0.0070	0.0377	190.00
Pentadecanes	1.6450	0.0000	0.000	0.0190	0.1111	206.00
Hexadecanes	1.4690	0.0000	0.000	0.0170	0.1071	222.00
Heptadecanes	1.4030	0.0000	0.000	0.0170	0.1143	237.00
Octadecanes	1.3670	0.0000	0.000	0.0160	0.1140	251.00
Nonadecanes	1.3480	0.0000	0.000	0.0160	0.1194	263.00
Eicosanes Plus	10.0748	0.0000	0.000	0.1190	1.1398	337.55
Total	100.000	100.000	2.590	100.000	100.000	
Properties of Heptanes Plus						
°API Gravity at 60°F	38.3				40.9	
Density, gm/cc at 60°F	0.8324		0.7671		0.8200	
Molecular Weight	154.51		108.00		135.95	
Properties of Dodecanes Plus						
°API Gravity at 60°F	31.9				31.9	
Density, gm/cc at 60°F	0.8653				0.8654	
Molecular Weight	270.88				271.11	
Properties of Eicosanes Plus						
°API Gravity at 60°F	28.0				28.0	
Density, gm/cc at 60°F	0.8861				0.8861	
Molecular Weight	337.55				337.55	
Properties of Total Sample at Sampling Conditions						
°API Gravity at 60°F	45.3					
Density, gm/cc	0.7998		34.2		35.33	
Molecular Weight	124.41					
Calculated gas gravity (air=1.000)			1.1838		1.2197	
Calculated gross heating value for gas (BTU per cubic foot of dry gas at 14.73 psia and 60°F)			609.3		656.79	
** This gas sample has a dew point pressure of 2327 psig at 282°F (at measured GCR of 72734. 81scf/stb or CGR of 13.748 bbls/mmscf)						

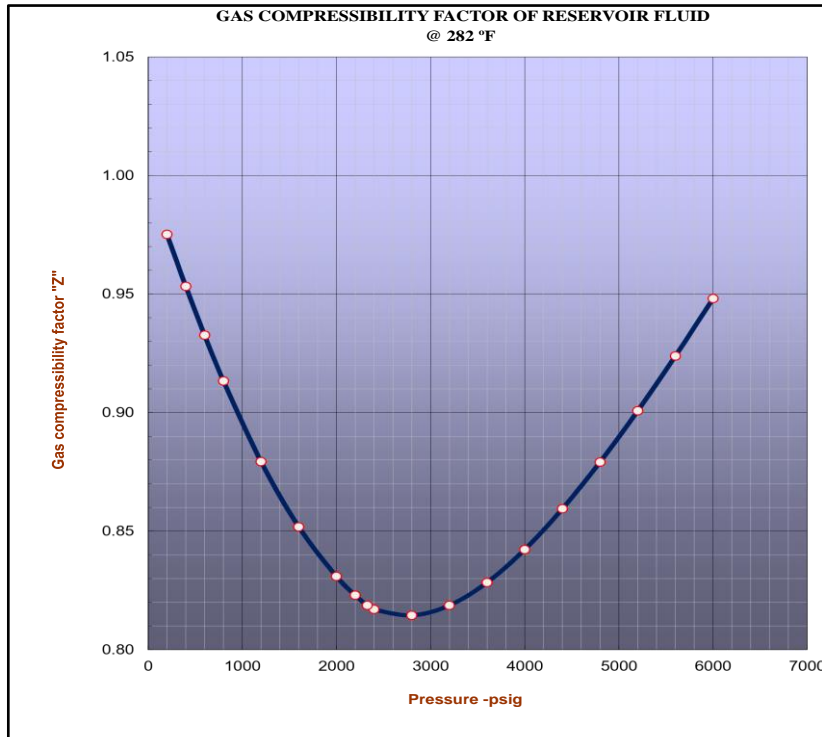
Tabel II-8 Hasil CCE Lapisan BRF
(Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)

Pressure psig	Relative Volume (A)	Liquid Volume Percent (B)	Deviation Factor Z	Gas Formation Volume Factor Bg	Gas Density gm/cc	Gas Viscosity Cp
6000	0.4509		0.9481	0.0033	0.451	0.044
5600	0.4707		0.9238	0.0035	0.4321	0.0418
5200	0.4941		0.9007	0.0036	0.4116	0.0396
4800	0.5223		0.8791	0.0038	0.3894	0.0373
4400	0.5569		0.8594	0.0041	0.3652	0.035
4000	0.6001		0.8422	0.0044	0.3389	0.0326
3600	0.6555		0.8283	0.0048	0.3103	0.0302
3200	0.7285		0.8187	0.0053	0.2792	0.0279
2800	0.8277		0.8145	0.0061	0.2457	0.0255
2400	0.9677		0.817	0.0071	0.2101	0.0233
Pd=Pr>>2327	1	0	0.8187	0.0073	0.2032	0.0229
2200	1.0628	0.2078	0.8229	0.0078		
2000	1.1796	0.3882	0.8309	0.0087		
1600	1.5087	0.5882	0.8518	0.0111		
1200	2.0703	0.6607	0.8793	0.0152		
800	3.2059	0.6638	0.9134	0.0235		
600	4.338	0.6481	0.9326	0.0318		
400	6.5709	0.6219	0.9532	0.0482		
200	12.9744	0.5794	0.9751	0.0952		

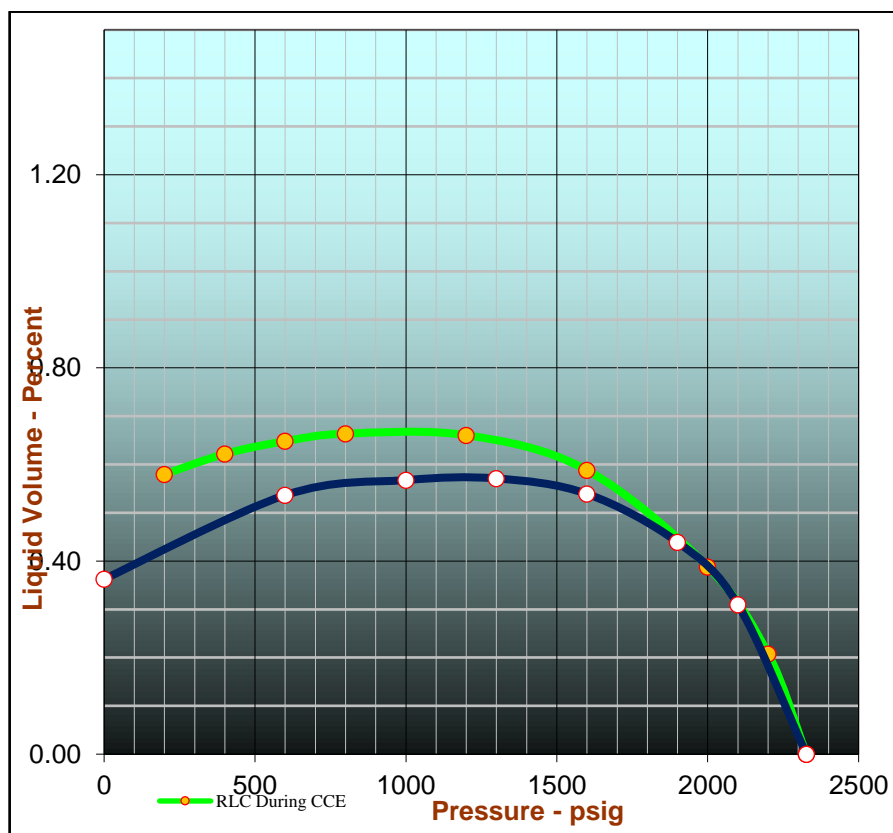
Pressure Volume Relationship adalah konsep dasar dalam termodinamika dan mekanika fluida, yang mendeskripsikan bagaimana tekanan gas atau cairan berubah sehubungan dengan volumenya. Hubungan ini sangat penting untuk memahami bagaimana sistem yang melibatkan gas dan cairan berperilaku di bawah kondisi yang berbeda, data *Pressure Volume Relationship* dapat dilihat pada **Gambar II.1**. Faktor kompresibilitas, yang sering disebut sebagai faktor Z atau faktor kompresibilitas gas, adalah suatu parameter yang menggambarkan sejauh mana suatu gas dapat dikompresi dibandingkan dengan perilaku idealnya. Faktor ini memperhitungkan bahwa gas nyata tidak selalu mengikuti hukum-hukum gas ideal, terutama pada tekanan dan suhu yang tinggi data dari kompresibilitas gas dapat di lihat pada **Gambar II.2**. Data *Retrograde Condensation During Depletion CCE* dapat dilihat pada **Gambar II.3**.



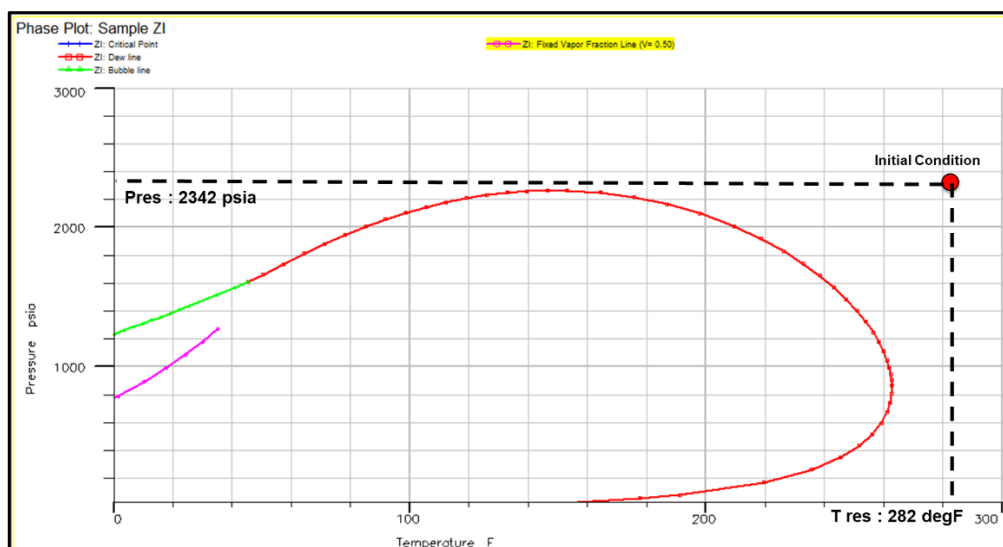
Gambar II.1 Hasil *Pressure Volume Relationship* Lapisan BRF
(*Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023*)



Gambar II.2 Gas Compressibility Factor Lapisan BRF
(Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)



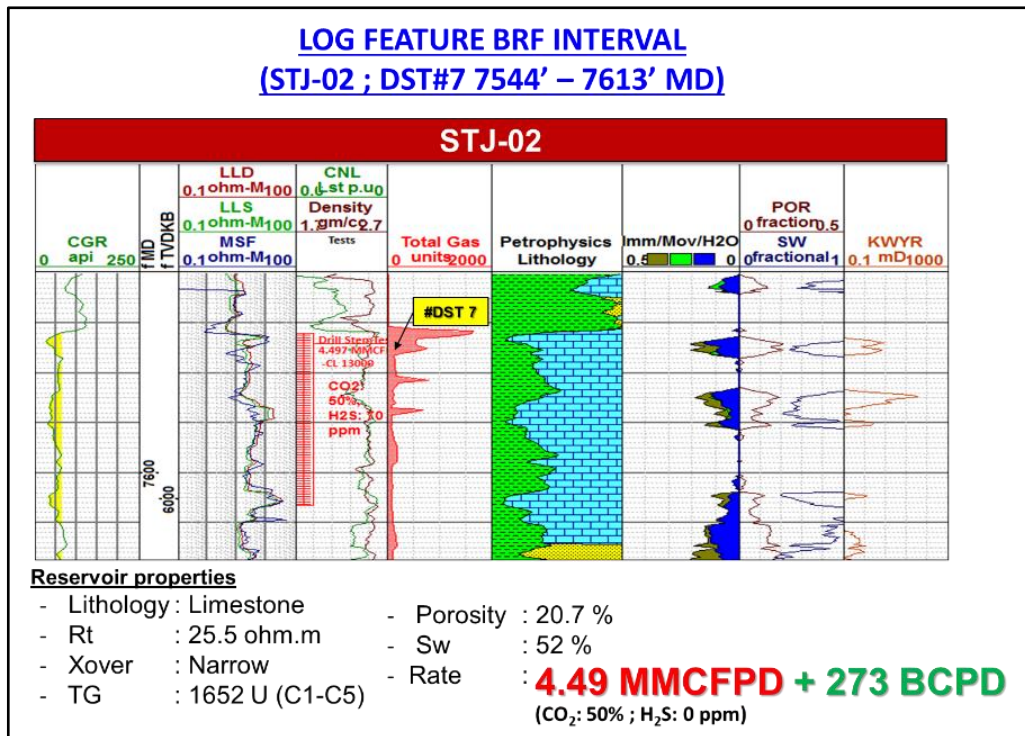
Gambar II.3 Retrograde Condensation During Depletion CCE
(Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)



Gambar II.4 Diagram Fasa Lapisan BRF
(Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)

Data Diagram Fasa pada **Gambar II.4** yang diberikan pada lapangan ini dengan *pressure* reservoir sebesar 2342 psia dan temperatur Reservoir sebesar 282 °F dapat di lihat pada Diagram fasa di atas tergolong *saturated* di karenakan *pressure bubble point* di bawah *pressure* reservoir dan Gas dalam reservoir akan berada dalam kondisi *saturated*. Artinya, gas dalam reservoir akan mulai mengalami kondensasi menjadi cairan pada tekanan reservoir tersebut. Pada kondisi ini, gas dan cairan dalam reservoir akan mencapai kesetimbangan termodinamika di mana jumlah gas yang terlarut dalam fase cairan dan gas yang bebas dalam fase gas akan sesuai dengan tekanan reservoir dan suhu tertentu. Ini menunjukkan bahwa kondisi reservoir memungkinkan terjadinya perubahan fasa gas menjadi cairan.

II.4. Data Logging

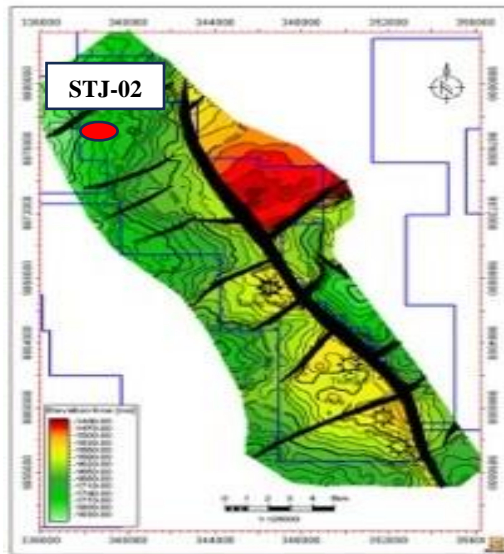


Gambar II.5 Log Feature Interval Sumur “STJ-02” Lapisan BRF
(Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)

Pada **Gambar II.5** merupakan data dari *logging* sumur “STJ-02” Lapisan BRF yang dimana dari gambar tersebut memiliki nilai *rate* sebesar 4.49 MMSCFD dengan porositas sebesar 20.7%, saturasi air sebesar 52% dan memiliki lithology nya yaitu *limestone*.

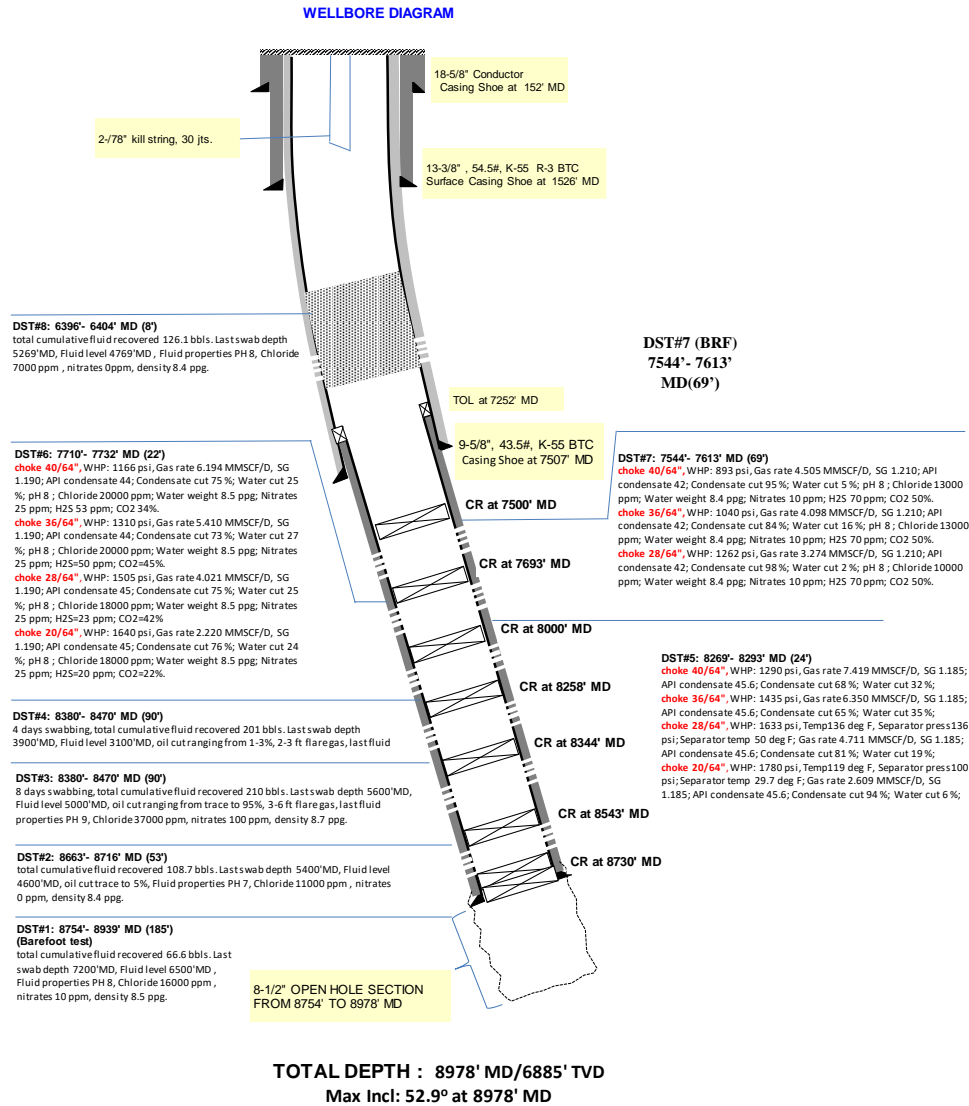
II.5. Data Well Test

Analisa uji sumur adalah proses untuk mengukur suatu karakteristik dan kondisi sumur seperti tekanan pada *reservoir*, produksi fluida dan sifat fluida. Hasil dari analisa uji sumur ini bertujuan untuk mengevaluasi kemampuan suatu sumur untuk mendapatkan minyak dan gas.



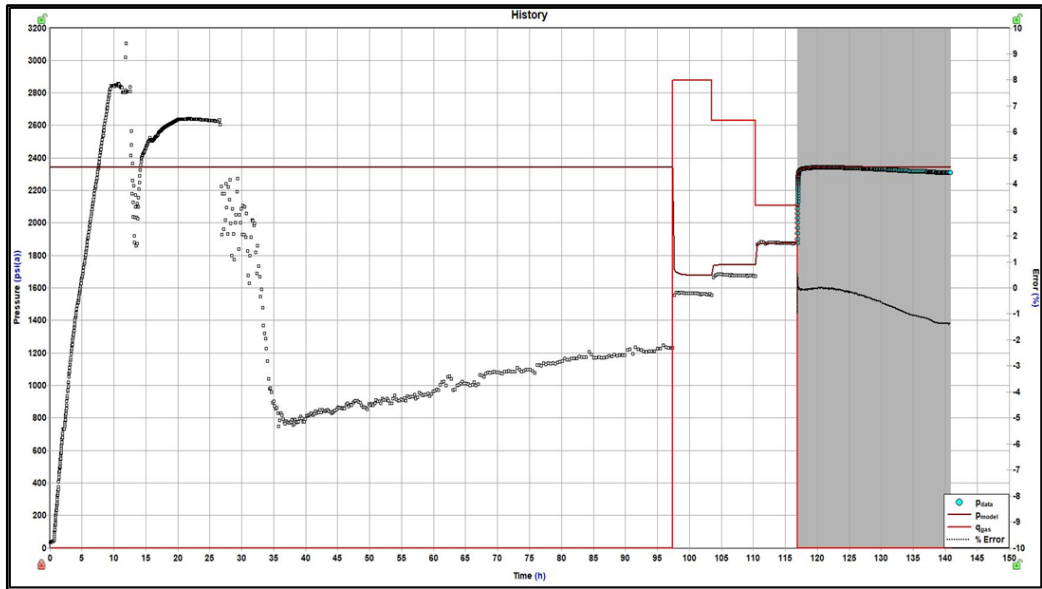
Gambar II.6 Peta Top Struktur Sumur “STJ-02” Lapisan BRF
 (Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)

Pada **Gambar II.6** yang merupakan gambar dari peta top struktur pada sumur “STJ-02” lapisan BRF. Pada sumur “STJ-02” lapisan BRF memiliki model *reservoir circle faults boundary*. *Circle faults boundary* adalah batasan yang berbentuk lingkaran. Patahan atau sesar adalah batuan yang dapat mempengaruhi aliran fluida dan sifat-sifat *reservoir* yang ada disekitarnya.

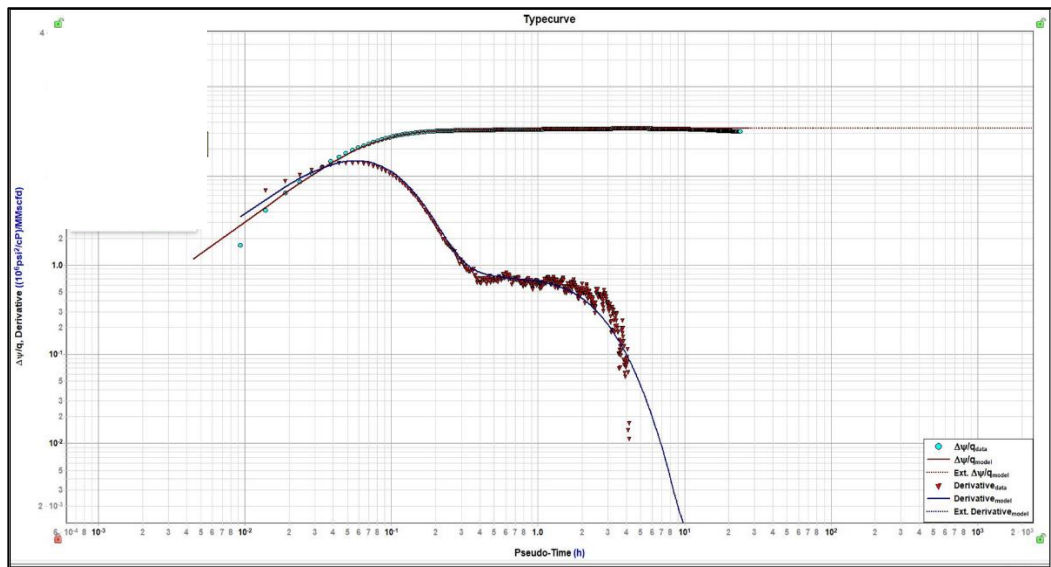


Gambar II.7 Well Diagram Sumur “STJ-02”
(Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)

Uji DST adalah uji produksi sementara yang dapat dilakukan pada sumur bor untuk mengukur kemampuan aliran dan sifat fluida dari *reservoir* yang berada pada disekitar sumur. Pada sumur “STJ-02” dilakukan uji DST pada beberapa kedalaman yang berbeda, dapat dilihat pada **Gambar II.7** Sumur “STJ-02” lapisan BRF DST#7 memiliki perforasi dimulai dari 7544’ – 7613’ mD.



Gambar II.8 Laju alir gas vs *Time* dan *Pressure vs Time*
(Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)



Gambar II.9 Type Curve sumur “STJ-02” Lapisan BRF
(Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)

Pada **Gambar II.9** merupakan data *type curve* yang di dapatkan dari pengolahan *well test*. Sumur “STJ-02” lapisan BRF ini memiliki nilai permeabilitas sebesar 13.3 mD dan nilai *investigation radius* (*re*) sebesar 150 ft. Dari pengolahan ini juga mendapatkan nilai *skin* +21 dan *initial pressure* 2342 psia. Pada *type curve* diatas model *reservoir* sumur “STJ-02” lapisan BRF merupakan *Homogeneous Reservoir*. *Homogeneous Reservoir* adalah Reservoir yang memiliki property yang sama dan juga fasa yang sama.

Tabel II-9 PBU Summary Sumur “STJ-02” Lapisan BRF
(Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)

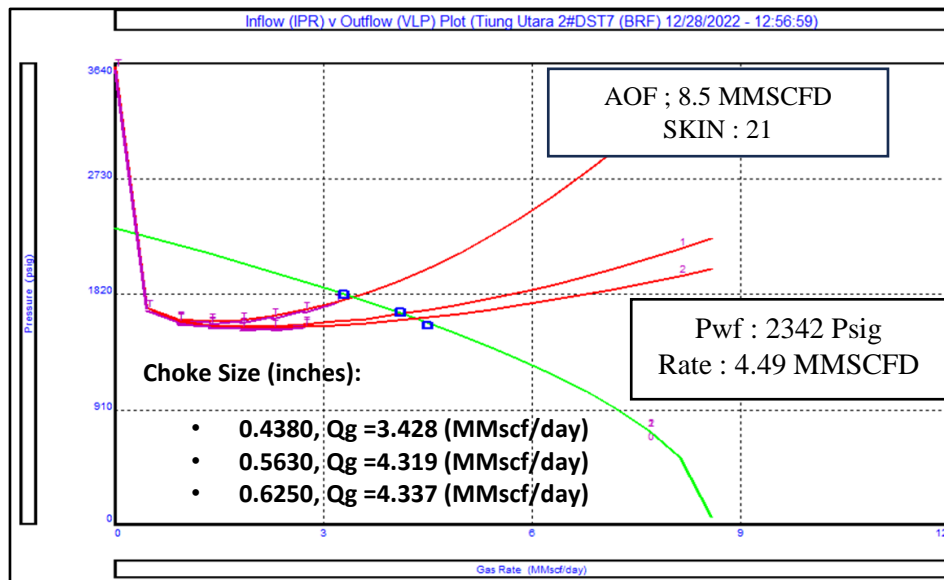
Zone	Well Test						Analysis
		k (mD)	Re (ft)	S	Pi (Psia)	Temp. (deg. F)	Reservoir Model
IGUF	STJ-3 ; DST#7 5758' - 5774' MD	26	325	20	2627	270	Radial Composite, circle faults boundary
BRF	STJ-2 ; DST#7 7544' - 7613' MD	13.3	150	21	2342	282	Homogeneous, circle faults boundary
	STJ-3 ; DST#5 5891' - 5901' MD	21.7	1062	30	2706	275	Radial Composite, circle faults boundary
	STJ-3 ; DST#6 5814' - 5826' MD	6.2	80	80	2637	257	Homogeneous, circle faults boundary
UTAF	STJ-3 ; DST#4 6094' - 6104' MD	32	227	17	2730	280	Radial Composite, circle faults boundary
LTAF	STJ-1 ; DST#2 6258' - 6281' MD	46	865	32	2730	285	Homogeneous, rectangle faults boundary
	STJ-3 ; DST#3 6194' - 6204' MD	41.8	435	2.7	2740.6	282	Radial composite, circle faults boundary
WG	STJ-1 ; DST#1 6297' - 6338' MD	24	818	24	2748	285	Homogeneous, rectangle faults boundary
	STJ-3 ; DST#1 6380 - 6400' MD	1.48	125	20	2770	297	Homogeneous, infinite faults boundary

Analisa PBU pada sumur “STJ-02” lapisan BRF ini memiliki nilai *skin* sebesar +21, temperatur 282 deg F, tekanan *initial pressure* 2342 Psia, permeabilitas rata-rata 13.3 mD dan re sebesar 150 ft.

AOF (*Absolut Open Flow*) adalah salah satu parameter yang dihitung dari hasil analisa uji sumur, terutama pada uji sumur tekanan (*pressure test*) yang dilakukan pada sumur. Dalam uji tekanan, tekanan *reservoir* dan laju aliran fluida diukur dengan waktu-waktu yang berbeda selama pengujian itu berlangsung. Dalam analisis *reservoir*, AOF juga dapat digunakan dalam membuat model *reservoir* untuk dapat memperkirakan produksi minyak dan gas. AOF memberikan gambaran mengenai kapasitas produksi yang maksimum suatu sumur dan dapat membantu menentukan strategi produksi yang optimal untuk suatu ladang minyak ataupun gas.

Tabel II-10 Summary Initial Rate
(Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)

Formation	DST	kh md.ft	AOF mmscf/d	0.3 AOF mmscf/d	Q critical mmscf/d
IGUF	STJ 3 DST#7	416	7.32	2.19	1.42
BRF_1	STJ 2 DST#7	525	8.5	2.55	1.21
	STJ 3 DST#6	74.4	5.23	1.57	1.21
BRF_3	STJ 3 DST#5	282	6.3	1.89	1.21
MID UTAF 1	STJ 3 DST#4	282.1	7.29	2.19	1.2
	STJ 2 DST#5	241	5.93	1.78	1.2
LTAF_1	STJ 3 DST#3	416	7.76	2.33	1.01
	STJ 1 DST#2	1058	14.74	4.42	1.01
	STJ 1 DST#1	506	6.54	1.96	1.01
WG	STJ 3 DST#1	25.6	0.46	0.14	1.23
	STJ 1 DST#1	264	8.74	3.83	1.22



Gambar II.10 Kurva IPR pada sumur “STJ-02” lapisan BRF
(Laboratorium Plan Of Development UPN Veteran Yogyakarta, 2023)

Pada uji DST (*Drill Stem Test*) sumur “STJ-02” lapisan BRF DST#7 nilai AOF yang di dapatkan sebesar 8.5 MMSCFD, Pwf sebesar 2.342 Psig dan nilai 30% AOF sebesar 2.55 MMSCFD dengan *rate* 4.49 MMSCFD. Kurva IPR sumur “STJ-02” lapisan BRF dapat dilihat pada **Gambar II.10**.

BAB III DASAR TEORI

Pada Bab III ini akan menjelaskan mengenai landasan teori yang dijadikan referensi untuk melakukan berbagai tahapan serta proses penelitian. Penjelasan tersebut meliputi konsep pengolahan data secara umum sebelum dilakukannya simulasi *reservoir* dan juga menjelaskan mengenai perencanaan model pada *reservoir*.

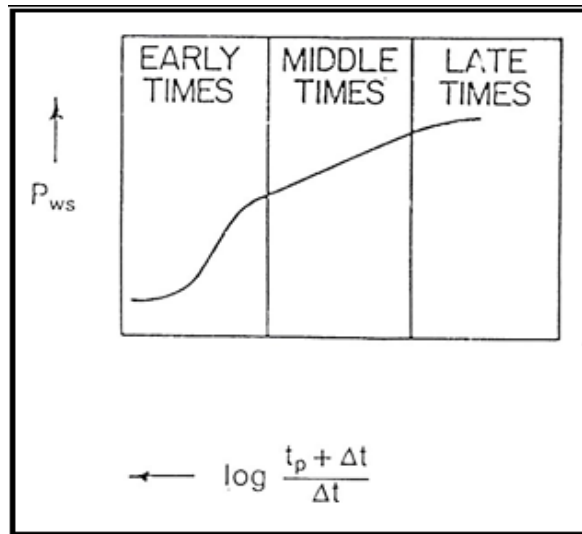
III.1. Pressure Build-Up

Pressure Build Up (PBU) adalah suatu teknik pengujian transient tekanan yang paling dikenal dan banyak dilakukan, pada dasarnya pengujian ini dilakukan pertama-tama dengan memproduksi sumur selama selang waktu tertentu dengan laju aliran yang tetap (konstan), kemudian menutup sumur tersebut. Penutupan sumur ini menyebabkan naiknya tekanan yang kemudian dicatat sebagai fungsi waktu (tekanan yang dicatat ini biasanya adalah tekanan dasar sumur). Dari data tekanan yang didapat kemudian dapat ditentukan permeabilitas formasi, daerah pengurasan saat itu, adanya kerusakan atau perbaikan formasi. Dasar analisa *Pressure Build Up* ini diajukan oleh *Horner* (1951) yang pada dasarnya adalah memplot tekanan terhadap suatu fungsi waktu. Prinsip yang mendasari analisa ini adalah yang dikenal dengan prinsip superposisi. (John Lee, 1982)

III.1.1. Karakteristik Kurva Pressure Build-Up Test

Karakteristik kurva Pressure Build-Up Test dapat menggambarkan bagian-bagian dari ulah tekanan. Untuk lebih jelas dapat dilihat pada **Gambar III.1**. Dari **Gambar III.1** tersebut terlihat bahwa ulah tekanan dapat dibagi menjadi tiga bagian yang meliputi :

1. Segmen Data Awal (*Early Time*)
2. Segmen Data Tengah (*Middle Time*)
3. Segmen Data Lanjut (*Late Time*)



Gambar III.1 Grafik Pressure Build-Up Test Sebenarnya
(John Lee, 1982)

III.1.2. Segmen Data Awal (*Early Time*)

Mula-mula sumur hidup ditutup, tekanan memasuki segmen data awal yang dimana aliran didominasi oleh adanya pengaruh *wellbore storage*, *skin* dan *phase segregation (gas hump)*. Bentuk kurva yang dihasilkan oleh bagian ini merupakan garis melengkung pada kertas semilog, dimana mencerminkan penyimpangan garis lurus akibat adanya kerusakan formasi disekitar lubang sumur atau adanya pengaruh well bore storage seperti terlihat pada **Gambar III.1**. (John Lee, 1982)

III.1.3. Segmen Data Pertengahan (*Middle Time*)

Dengan bertambahnya waktu, radius pengamatan akan semakin jauh menjalar kedalam formasi. Setelah pengaruh data awal terlampaui maka tekanan akan masuk kebagian waktu pertengahan. Pada saat inilah *reservoir* bersifat *infinite acting* dimana garis lurus pada semilog terjadi. Dengan garis lurus ini dapat ditentukan beberapa parameter *reservoir* yang penting, seperti

- Kemiringan garis atau *slope* (m)
- Permeabilitas efektif (k)
- *Storage capacity* (kh)
- Faktor kerusakan formasi (s)
- Tekanan rata-rata *reservoir*

III.1.4. Segmen Waktu Lanjutan (*Late Time*)

Bagian akhir dari suatu kurva tekanan adalah bagian waktu lanjut (*late time*) yang ditunjukkan dengan berlangsungnya garis lurus semilog mencapai batas akhir sumur yang diuji atau pengaruh sumur-sumur produksi maupun injeksi yang berada disekitar sumur yang diuji. Periode ini merupakan selang waktu diantara periode transient dengan awal periode semi *steady state*. Selang waktu ini sangat sempit atau kadang-kadang hampir tidak pernah terjadi. (John Lee, 1982)

III.2. *Hydraulic Flow Unit*

Hydraulic Flow Unit (HFU) didefinisikan sebagai volume yang mewakili volume total batuan *reservoir* yang mempunyai properties petrofisik dan geologi yang sama. *Properties* ini yang mempengaruhi aliran fluida pada batuan *reservoir*, sehingga nilai HFU mempresentasikan jenis batuan yang terdapat di dalam *reservoir* (*reservoir rock type*) yang masing-masing juga memiliki perilaku aliran fluida yang berbeda. Konsep HFU dengan menggunakan parameter *Flow Zone Indicator* (FZI) dipilih untuk mengelompokkan *rock type*. (Pamungkas, J., 2011)

III.2.1. *Rock Quality Index* (RQI)

Rock Quality Index (RQI) merupakan parameter yang ditulis dalam persamaan (3-1) untuk mendefinisikan derajat kualitas batuan *reservoir* berdasarkan nilai permeabilitas dan porositas efektifnya. (Pamungkas, J., 2011)

III.2.2. *Flow Zone Indicator* (FZI)

Penelitian dengan menggunakan metode *Flow zone Indicator* (FZI) adalah dengan pembagian tipe batuan dengan berdasarkan karakter aliran dari suatu *reservoir* dengan menggunakan data porositas dan permeabilitas.

Langkah-langkah menghitung *HydraulicFlow Unit* (HFU) adalah sebagai berikut:

1. Menyiapkan tabulasi data dari hasil *Routine Core Analysis* (RCAL) berupasampel data, permeabilitas dan porositas.
2. Menentukan harga RQI (*Rock Quality Index*) dengan persamaan:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}} \dots \dots \dots (3-1)$$

- Menentukan harga ϕ_z dengan persamaan

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1-\phi_e} \dots\dots\dots(3-2)$$

- Menentukan harga FZI (Flow Zone Indicator) dengan persamaan:

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \dots\dots\dots(3-3)$$

- Menghitung nilai HFU dengan persamaan

$$HFU = Round(2ln(FZI)) + 10.6 \dots\dots\dots(3-4)$$

III.3. Pengolahan Data Permeabilitas Relatif

Pengolahan data permeabilitas relatif bertujuan untuk mendapatkan faktor perolehan dan perilaku aliran pada media berpori *reservoir*. Data yang diperoleh merupakan hasil dari data SCAL. Pengolahan data permeabilitas dari berbagai sampel *core* dapat dilakukan dengan menggunakan metode normalisasi dan denormalisasi. (Pamungkas, J., 2011)

Prosedur pengolahan datanya adalah sebagai berikut:

A. Sistem Air-Minyak

- Menyiapkan tabulasi data hasil SCAL
- Membuat plot kurva S_w Vs K_{ro} dan K_{rw}
- Menentukan harga S^*w (normalisasi) pada tiap *core* dengan persamaan:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \dots\dots\dots(3-5)$$

- Menentukan harga $(K_{ro})S_{wi}$ dan $(K_{rw})S_{or}$
- Menentukan normalisasi permeabilitas relative minyak dan air (K_{ro}^*) dan (K_{rw}^*) dengan persamaan

$$K_{ro}^* = \frac{K_{ro}}{(k_{ro})S_{wi}} \dots\dots\dots(3-6)$$

$$Krw^* = \frac{Krw}{(krw)_{Sor}} \dots \dots \dots (3-7)$$

11. Membuat plot kurva Sw^* vs kro^* dan krw^* dari semua sample *core*, kemudian menentukan persamaan *trendline* nya
12. Menghitung harga kro^* dan krw^* dengan asumsi harga Sw^* pada range nilai 0 sampai 1 dengan menggunakan hasil persamaan *trendline* tersebut.
13. Menghitung rata-rata $(Kro^*)_{Swi}$, $(Kro^*)_{avg}$, $(Krw^*)_{Sor}$ dan $(Krw^*)_{avg}$.
14. Menghitung rata-rata $(Swi)_{avg}$ dan $(Sor)_{avg}$ dengan persamaan

$$(Swi)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h\emptyset Swc)_i}{\sum_{i=1}^n (h\emptyset)_i} \dots \dots \dots (3-8)$$

$$(Sor)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h\emptyset Sor)_i}{n \sum_{i=1}^n (h\emptyset)_i} \dots \dots \dots (3-9)$$

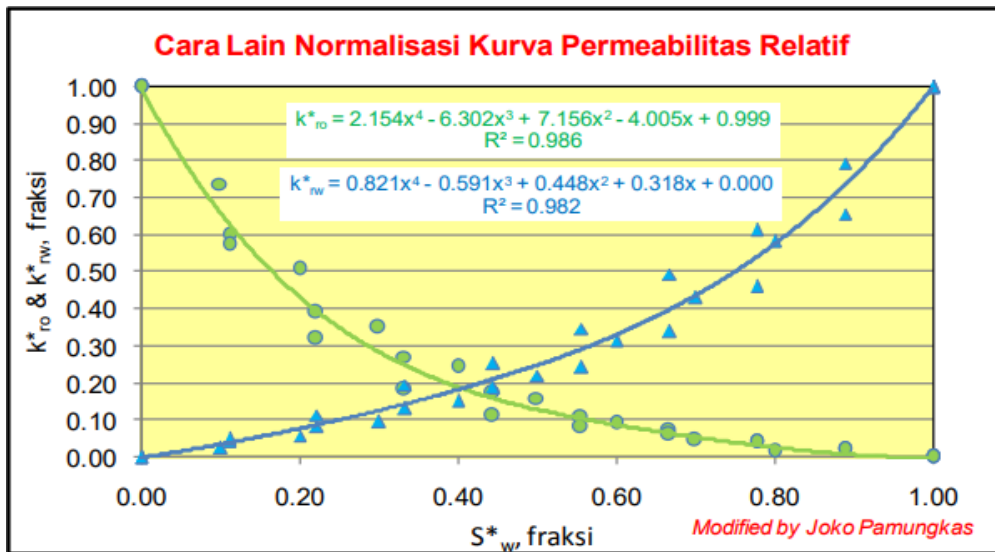
15. Membuat perhitungan tabulasi denormalisasi kurva permeabilitas (Sw , Kro dan Krw) dari asumsi S^*w dengan persamaan:

$$Sw = Sw^* (1 - (Sw)_{avg} - (Sor)_{avg} + (Swc)_{avg}) \dots \dots \dots (3-10)$$

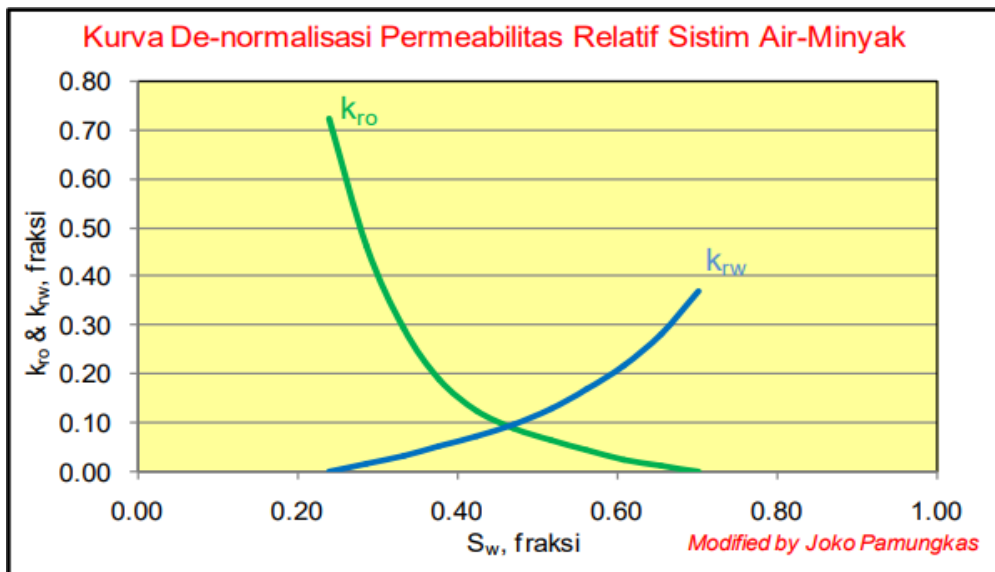
$$Kro = K^* ro (Kro@Swc)_{avg} \dots \dots \dots (3-11)$$

$$Krw = (Krw^* (Krw@Sor)_{avg}) \dots \dots \dots (3-12)$$

16. Membuat plot kurva hasil denormalisasi permeabilitas relatif untuk masing-masing *rock type*



Gambar III.2 Trendline Normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif pada Sistem Gas-Minyak
(Pamungkas, J., 2011)



Gambar III. 3 Contoh Kurva Denormalisasi Permeabilitas Relatif Pada Sistem Minyak-Air
(Pamungkas, J., 2011)

B. Sistem Gas-Minyak

Untuk sistem dari gas-minyak, proses yang dilakukan hampir sama dengan sistem air-minyak. Berikut merupakan langkah-langkah dalam pengolahan data permeabilitas relatif untuk sistem gas-minyak:

1. Menyiapkan tabulasi data hasil permeabilitas relatif pada sistem gas-minyak
2. Menentukan S_{gcavg} , S_{orgavg} , $K_{roavg@sgc}$, dan $K_{rgavg@sorg}$.
Menentukan harga S^*g (normalisasi) pada tiap core dengan persamaan:

Tabel III -1 Contoh Tabulasi End-Point Data Pada Sistem Gas-Minyak

Sumur	Sample Number	Ka (mD)	Por (frac.)	Swc (frac.)	Sor (frac.)	Sir (frac.)	Kro@Swc (frac.)	Krg@Sir (frac.)
Sumur X	29	4162	0.277	0.094	0.352	0.446	0.605	0.286
	23 B	1743	0.261	0.117	0.328	0.445	0.618	0.352
	16	236	0.215	0.203	0.269	0.472	0.583	0.263

(Kristanto, Dedi, et. Al., BP MIGAS, 2012)

3. Menentukan harga S^*g (normalisasi) pada tiap core dengan persamaan:

$$Sg^* = \frac{Sg - Sgc}{1 - Sgc - Sorg} \dots \dots \dots (3-13)$$

4. Menentukan harga $(K_{ro})_{sgc}$ dan $(K_{rg})_{Sorg}$

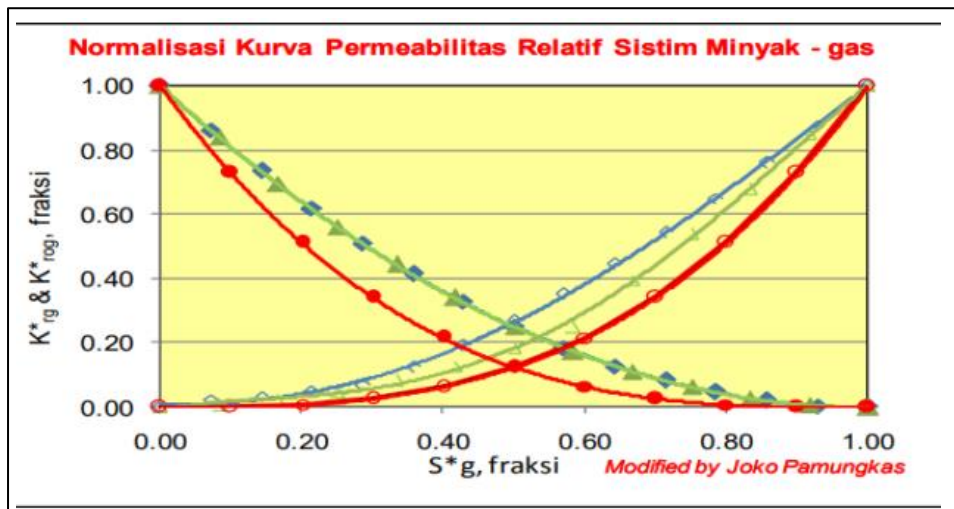
5. Menghitung harga k_{ro}^* dan k_{rw}^* (normalisasi dengan persamaan:

$$Kro^* = \frac{Kro}{(Kro)_{sgc}} \dots \dots \dots (3-14)$$

$$Krg^* = \frac{Krg}{(Krg)_{Sorg}} \dots \dots \dots (3-15)$$

6. Menghitung rata-rata $(k_{ro}^*)_{Sgc}$, $(k_{ro}^*)_{avg}$, $(k_{rg}^*)_{Sor}$ dan $(k_{rg}^*)_{avg}$ dengan langkah-langkah sebagai berikut:

- Membuat tabulasi Sg^* , k_{ro}^* dan k_{rg}^*
- Plot gabungan antara Sg^* , k_{ro}^* dan k_{rg}^*
- Membuat *trendline* gabungan *core*, kemudian menghitung rata-rata Sg^* , k_{ro}^* dan k_{rg}^* dengan persamaan *trendline* tersebut.



Gambar III.4 Contoh Normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Sistem Gas-Minyak
(Pamungkas, J., 2011)

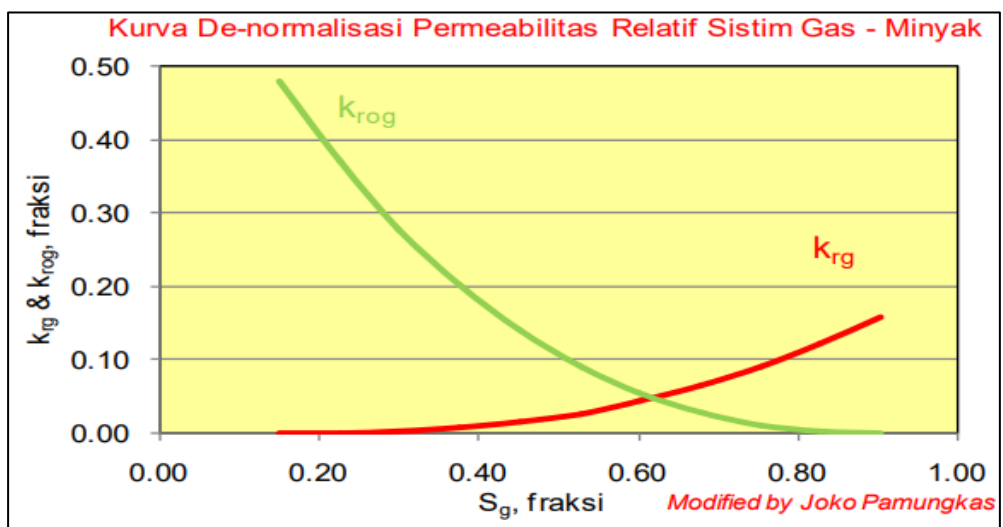
7. Melakukan perhitungan denormalisasi kurva permeabilitas relatif dengan menggunakan persamaan berikut:

$$S_g = S_g * (1 - S_{gc} - S_{or}) + S_{gc} \dots \dots \dots (3-16)$$

$$K_{ro} = K_{ro} * (K_{ro})_{S_{gc}} \dots \dots \dots (3-17)$$

$$K_{rg} = K_{rg} * (K_{rg})_{S_{org}} \dots \dots \dots (3-18)$$

8. Plot kurva denormalisasi sistem gas-minyak



Gambar III.5 Denormalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Sistem Gas-Minyak
(Pamungkas, J., 2011)

III.4. Pengolahan Tekanan Kapiler

Tekanan Kapiler (P_c) dapat diartikan sebagai perbedaan tekanan yang ada di antarmuka dua fluida yang tidak tercampur (cairan-cairan atau cairan-gas) sebagai akibat dari terjadinya pertemuan permukaan yang memisahkan kedua fluida tersebut. Besarnya tekanan kapiler dipengaruhi oleh tegangan permukaan, sudut kontak antara minyak-air-zat dan jari-jari kelengkungan pori.

Data distribusi tekanan kapiler penting untuk mengetahui tebal zona transisi dari *zona free water level*. Data ini juga bermanfaat untuk memodifikasi proses *inplace matching* ke depannya. Prosedur pengolahan data tekanan kapiler (P_c) dari berbagai *sample core* adalah sebagai berikut:

17. Membuat tabulasi hasil SCAL untuk tiap *rock type*

18. Menghitung harga P_c *reservoir* dengan persamaan

$$P_{cres} = \frac{\sigma_{res}}{\sigma_{lab}} \dots \dots \dots (3-19)$$

19. Membuat normalisasi harga P_c dengan metode *J-Function* dengan persamaan:

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

$$J(S_w) = 0.21645 \frac{P_c}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \dots \dots \dots (3-20)$$

$$S_w^* = \frac{S_w \text{ lab} - S_{wi}}{(1 - S_{wi} - S_{or})} \dots \dots \dots (3-21)$$

b. Plot grafik $J(S_w)$ vs S^*w kemudian membuat *trendline* dari grafik tersebut

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

20. Melakukan denormalisasi S_w dengan persamaan berikut:

$$S_w = S_w * (1 - S_{wi\ avg} - S_{org\ avg}) + S_{wi\ avg} \dots \dots \dots (3-22)$$

21. Menghitung Pc denormalisasi dengan persamaan

$$P_c = \frac{J(S_w)\sigma}{0.21645 \sqrt{\frac{k}{\phi}}} \dots \dots \dots (3-23)$$

22. Membuat grafik J*(Sw) vs Sw denormalisasi

III.5. Perencanaan Model *Reservoir*

Model *reservoir* merupakan elemen pokok dalam simulasi *reservoir*, dimana model tersebut merepresentasikan konstruksi dan kondisi dari *reservoir* yang akan disimulasikan. Perencanaan suatu model *reservoir* dilakukan secara sistematis atau berurutan, yang disertai dengan analisa terhadap parameter-parameter terkait, sehingga didapatkan model yang representatif untuk mensimulasikan *reservoir* sesuai dengan tujuan dan prioritas simulasi. Proses perencanaan model meliputi :

III.5.1. Pemilihan Model

Pemilihan model dipengaruhi oleh beberapa parameter teknis, antara lain adalah jenis *reservoir*, geometri dan dimensi *reservoir*, data yang tersedia, serta tahapan proses *recovery* yang akan dimodelkan. Selain itu, pemilihan model juga mempertimbangkan sumber daya manusia, kemampuan teknologi (komputer) serta pertimbangan besarnya investasi biaya yang digunakan. Secara umum jenis *reservoir* terdiri dari tiga jenis, yaitu gas, minyak dan kondensat. *Reservoir* gas dapat disertai adanya *aquifer*, atau bisa juga tanpa *aquifer*. Pada sistem *reservoir* gas tanpa *aquifer*, simulasi cukup dengan menggunakan model satu fasa (*single-phase* model). (Crichlow, 1977)

III.5.2. Jenis Model

Berdasarkan pendekatan studinya, model yang digunakan pada simulasi dapat dibedakan menjadi 2 jenis, yaitu :

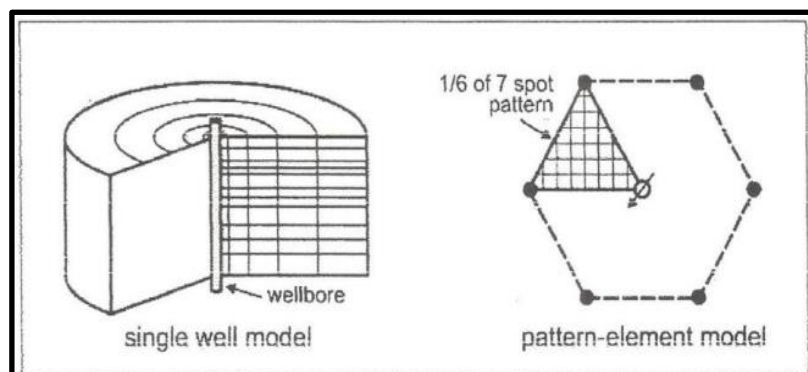
- Model Aktual

Merupakan model yang merepresentasikan deskripsi geologi dan karakteristik *reservoir* secara lengkap. Model jenis ini biasanya digunakan untuk penanganan suatu lapangan, baik yang bersifat khusus, seperti halnya penanganan suatu masalah

produksi, maupun dalam cakupan yang lebih luas, seperti untuk memperkirakan *recovery* serta parameter manajemen *reservoir* yang lain. Pada model aktual, tersedianya data produksi memungkinkan untuk memvalidasi model sehingga akan meningkatkan akurasi hasil simulasi.

- Model Konseptual

Merupakan model sederhana, dengan karakteristik yang cenderung seragam. Data yang digunakan pada model ini biasanya merupakan data hipotetis. Model jenis ini digunakan untuk studi sederhana yang sifatnya umum, seperti halnya studi sensitivitas perubahan berbagai parameter terhadap kinerja. Model konseptual tidak memerlukan suatu validasi yang detail, karena model tersebut dibuat dengan asumsi-asumsi yang bersifat umum dan disesuaikan dengan tujuan simulasi.



Gambar III.6 Jenis Model Berdasarkan Cakupannya
(Crichlow, 1977)

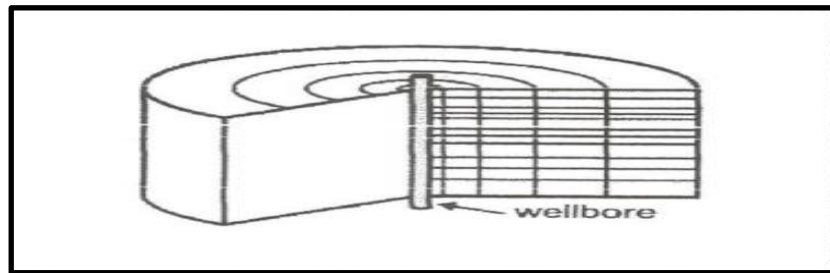
Sedangkan berdasarkan cakupannya, *single well* model dapat dikategorikan menjadi 2 jenis yaitu :

- *Single-Well Model*

Merupakan model satu sumur yang dibuat dalam koordinat radial, digunakan untuk mempelajari *performance* dari suatu sumur. Contoh : studi kecenderungan *coning* sumur produksi.

- Radial Grid*

Grid jenis ini biasanya digunakan pada simulasi *single-well*, untuk memperkirakan kinerja sumur, terjadinya *coning*, mengetahui pengaruh kompleks serta memperkirakan karakteristik permeabilitas ditempat dengan *pressure build-up*.



Gambar III.7 Radial Grid
(Crichlow, 1977)

b. Locally-refined Cartesian Grid

Grid jenis ini di bentuk dengan membuat *fine grid* pada bagian-bagian tertentu dari *coarse grid*. Hal ini dilakukan untuk mempercepat proses simulasi yaitu dengan memperkecil jumlah sel yang disimulasikan, tanpa mengorbankan akurasi pada bagian-bagian tertentu yang merupakan prioritas dari simulasi.

III.6. Konsep Simulasi *Reservoir*

III.6.1. Pengertian Simulasi *Reservoir*

Simulasi *reservoir* adalah proses memodelkan kondisi *reservoir* secara matematik dengan mengintegrasikan berbagai data yang ada diantaranya adalah data geologi, geofisik, petrofisika, *reservoir*, produksi dan sebagainya untuk memperoleh kinerja *reservoir* dengan teliti pada berbagai kondisi sumur dan skenario produksi sehingga akan diperoleh perkiraan yang baik terhadap rencana pengembangan suatu lapangan. 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 termal dari *reservoir* dalam penginterpretasiannya.

Tujuan dari simulasi adalah untuk memperkirakan perilaku *reservoir* suatu lapangan dengan berbagai kondisi rencana produksi dengan menggunakan media komputer sebagai peralatan pengerjaannya. Selain itu simulasi juga dapat digunakan untuk tujuan antara lain :

1. Menentukan cadangan awal *reservoir*.
2. Mempelajari gerakan fluida di dalam *reservoir*.
3. Menentukan jadwal produksi.

4. Menentukan perilaku produksi minyak ketika diinjeksi 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 *reservoir engineer*, dimana pada saat ini penggunaan *software* simulasi *reservoir* menjadi sebuah standar dalam membuat suatu desain pengembangan lapangan tahap primer, sekunder, hingga tahap tersier. Dengan adanya *software* simulasi untuk mensimulasikan *reservoir* sesuai dengan tujuan simulasi. Pembuatan model meliputi pembuatan grid dan model. Pembuatan Grid memiliki parameter yang harus ditentukan yaitu posisi *grid*, ukuran *grid*, sel pasif, dan tipe *grid*. Pedoman penempatan posisi grid pada simulasi *reservoir* adalah yang disimulasikan harus terlingkupi oleh *grid*. Hal-hal yang perlu diperhatikan adalah grid harus melingkupi seluruh bagian *reservoir*, melingkupi semua sumur yang aktif dan sejajar dengan ketebalan lapisan produktif. Ukuran *grid/cell* yang semakin kecil akan mempengaruhi ketelitian perhitungan, tetapi dengan semakin kecilnya ukuran *cell* akan memperbanyak jumlah *cell* yang pada akhirnya akan membutuhkan lebih banyak data dan waktu yang diperlukan untuk *run* program. Ukuran grid dapat dibedakan menjadi dua jenis yaitu *Coarse Grid* (grid kasar) dan *Fine Grid* (grid halus).

Model *reservoir radial composite* dengan *circle faults boundary* adalah dengan memiliki beberapa *zone* yang berbeda serta memiliki nilai *property* dan juga memiliki fasa yang berbeda. Pada bagian *late time* nya dapat mengetahui *circle faults boundary* dengan kemungkinan *permeability barrier*, sehingga sudah tidak ada aliran yang disebabkan ada sesuatu yang membatasi, sehingga aliran tidak dapat mengalir dan memiliki nilai permeabilitas nol. (Crichlow, 1977)

III.6.2. Persiapan Data

Persiapan data bertujuan untuk mendapatkan data yang valid dan sesuai dengan kebutuhan didasarkan pada tujuan dan prioritas simulasi. Keakuratan dari hasil simulasi yang dilakukan dipengaruhi dengan kelengkapan data yang digunakan.

Data yang dibutuhkan untuk melakukan simulasi dapat diperoleh dari berbagai sumber. Adapun data-data yang perlu disiapkan diantaranya adalah data geologi, data *reservoir*, data produksi, dan data penunjang. Sebagian besar dari data tersebut tidak dapat langsung diinputkan kedalam simulator, tetapi memerlukan proses pengolahan sehingga dihasilkan data yang siap untuk digunakan. (Crichlow, 1977)

III.6.3. Input Data

Input data merupakan proses memasukkan data ke dalam simulasi, perlu diperhatikan bahwa data yang akan diinput sebelumnya telah divalidasi dan sesuai dengan format data yang dibutuhkan simulator. Adapun data yang perlu diinputkan kedalam simulator antara lain yaitu data geologi, data PVT, serta data SCAL. Pemasukkan data ke dalam simulator dapat dilakukan dengan berbagai macam cara, seperti cara *typing* (mengetikkan data yang ada ke dalam kolom isian yang tersedia), maupun *importing* (memasukkan file dalam bentuk yang sudah diatur ke dalam program lain). (Crichlow, 1977)

III.6.4. Inisialisasi

Inisialisasi merupakan suatu langkah yang bertujuan untuk menyamakan kondisi awal *reservoir* dengan model yang dibuat atau pengkajian ulang data yang akan dimasukkan ke dalam simulator. Inisialisasi juga dilakukan untuk mengetahui apakah kondisi tekanan dan jumlah cadangan awal model yang dibuat sudah sesuai dengan kondisi awal *reservoir*. Hal ini dapat diketahui dengan cara membandingkan hasil perhitungan OGIP (*Original Gas In Place*) hasil perhitungan volumetrik dengan nilai OGIP hasil perhitungan simulator. Adapun data yang perlu diinputkan dalam proses inisialisasi antara lain adalah *system grid* reservoir, sifat fisik reservoir, *top* struktur, ketebalan *net* dan *gross*, permeabilitas, porositas, dan juga data PVT yang telah diolah pada tahap sebelumnya. Inisialisasi dengan perbedaan nilai $< 5\%$ dapat dianggap bahwa kondisi model reservoir pada simulator telah sama dengan kondisi *reservoir* di lapangan sebenarnya. Proses inisialisasi dilakukan dengan mengatur parameter fisik batuan yang mempengaruhi besarnya cadangan awal hidrokarbon, seperti:

1. *Net to gross* pada model yang digunakan.
2. Kurva tekanan kapiler (P_c).
3. Kurva faktor volume formasi gas (B_g).

Setelah dilakukan inisialisasi dilanjutkan dengan ekuilibrasi. Proses ekuilibrasi dilakukan dengan menjalankan model simulasi *reservoir* selama 1-3 bulan tanpa proses produksi/injeksi, sehingga model tetap dalam keadaan setimbang tanpa adanya aliran fluida. Proses ini digunakan untuk memastikan tidak adanya perubahan terhadap zona kontak fluida seperti WOC maupun GOC, dan juga tidak ada perubahan pada distribusi fluida dan tekanannya. Apabila hasil inisialisasi jauh dari hasil perhitungan konvensional maka proses inisialisasi harus diulang dari awal. (Crichlow, 1977)

III.6.5. History Matching

History Matching merupakan proses memodifikasi parameter yang digunakan dalam pembuatan model (Pamungkas, 2011). *History matching* dilakukan untuk menguji validitas atau keakuratan dari model *reservoir* sehingga tercipta keselarasan antara model dengan kondisi yang sebenarnya, yang didasarkan pada data parameter terukur selama periode tertentu. (Jonathan Aprilio Salusu, 2020). Dimana data yang diselaraskan berupa kinerja produksi gas pada suatu lapangan dari awal produksi hingga waktu kini pada model diselaraskan dengan produksi gas kumulatif dari *reservoir* sebenarnya.

Pada tahap *history matching*, terdapat beberapa parameter yang diinputkan ke dalam pemodelan harus dimodifikasi hingga penyelarasan antara model simulasi *reservoir* dengan *reservoir* di lapangan sebenarnya dapat tercapai dengan dilakukannya *trial and error*. Adapun beberapa parameter yang dapat dimodifikasi pada tahap ini antara lain dengan mengubah harga Krw dan juga Krg, hal ini juga bergantung kepada jenis kinerja yang ingin kita selaraskan. Suatu model simulasi *reservoir* gas dapat dikatakan telah selaras atau matching apabila telah memenuhi kriteria sebagai berikut:

- Perbedaan kumulatif produksi gas model simulasi terhadap aktual <1%
- Perbedaan kumulatif produksi minyak model simulasi terhadap aktual <1%
- Perbedaan kumulatif produksi air model simulasi terhadap aktual <5%

III.6.6. Prediksi Simulasi Reservoir

Sebelum melakukan prediksi simulasi *reservoir*, parameter batasan harus dimasukkan terlebih dahulu ke dalam model simulasi. Tujuan memasukkan parameter batasan adalah agar hasil simulasi sesuai dengan kondisi lapangan.

Batasan terdiri dari laju produksi gas, *water cut*, WGR (*Water Gas Ratio*), BHP dan WHP. Nilai batasan tersebut dihitung berdasarkan nilai keekonomisan suatu sumur atau lapangan, sedangkan BHP berdasarkan operasional peralatan misalnya *artificial lift* dan WHP berdasarkan operasional suplai gas/fasilitas.

Parameter dan ketentuan batas lapangan gas :

- Minimum laju produksi gas persumur dan perlapangan
- Maksimum WGR
- Minimum WHP

Pedoman dalam menentukan produksi puncak (*Peak Production*) pada lapangan gas :

- Perkiraan produksi puncak per sumur ditentukan oleh data test dan tidak melebihi dari : 30% *Absolute Open Flow* (AOF), kurva IPR
- Lama waktu produksi puncak per lapangan minimal 2/3 dari sumur produksi (sampai *economic limit*)
- Perkiraan produksi harus mencakup perkiraan produksi *gross* dan net (gas sales). Perkiraan produksi net dihitung dari perkiraan produksi *gross* setelah dipotong dengan impurities, fraksi berat/kondensat, *own use/fuel* dan *losses*.

Lamanya produksi puncak 1/3 (minyak) dan 2/3 (gas) dapat dipertimbangkan untuk lebih rendah seperti pada kasus-kasus tertentu, misalkan fasilitas sudah tersedia, perubahan biaya terhadap perubahan fasilitas tidak terlalu besar dan pertimbangan ke ekonomian pengembangan. (Crichlow, 1977)

BAB IV

SIMULASI *RESERVOIR* SUMUR GAS “STJ-02” LAPISAN BRF

Pada bab IV ini akan dijelaskan mengenai proses penelitian yang akan dilakukan dimulai dari tahap persiapan data hingga sampai memperoleh hasil yang diharapkan secara lebih detail dan terperinci. Untuk rangkaian pengerjaan meliputi tahapan pengolahan data yang dilakukan sesuai dengan dasar teori yang telah dijelaskan pada BAB III, selanjutnya dengan melakukan proses memodifikasi berbagai parameter dan pelaksanaan simulasi sehingga akan di dapatkan hasil yang di harapkan.

IV.1. Pengolahan Data *Reservoir*

IV.1.1. Penentuan *Rock Region*

Rock region pada simulasi *reservoir* diperlukan untuk menentukan aliran fluida yang berkaitan dengan karakteristik *reservoir*. Prinsipnya dengan mengelompokkan setiap *property* batuan *reservoir* yang bagus dan *property* yang kurang bagus. Hasil dari penentuan *rock region* ini dapat membantu dalam pembuatan pemodelan simulasi *reservoir* untuk dapat memungkinkan representasi yang lebih akurat.

Penentuan *reservoir rock type* yang berdasarkan dengan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU) pada sumur “STJ-02” lapisan BRF dilakukan dengan berdasarkan distribusi *Flow Zone Indicator* (FZI). Data yang dibutuhkan dalam membuat *reservoir rock type* dengan menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU) didapat dari *Routine Core Analysis* (RCAL) yaitu data porositas dan permeabilitas. Nilai FZI didapatkan dengan menggunakan prosedur perhitungan HFU pada lapisan BRF dengan menggunakan sample *core-2* dan *core-3* dengan *core ID* 203,306, dan 307.

1. Langkah pertama adalah dengan menghitung nilai *Rock Quality Index* (RQI) dengan menggunakan **Persamaan (3-1)**

$$RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{k}{\phi e}}$$

$$= 0.0314 \times \sqrt{\frac{0.011}{0.021}}$$

$$= 0.0227$$

2. Menentukan nilai porositas Index (ϕ_z) menggunakan **Persamaan (3-2)**

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e}$$

$$\phi_z = \frac{0.021}{1 - 0.021}$$

$$= 0.0215$$

3. Menentukan harga (FZI) menggunakan **Persamaan (3-3)**

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z}$$

$$= \frac{0.0227}{0.0215}$$

$$= 1.0594$$

4. Menentukan nilai *Hydraulic Flow Unit* (HFU) **Persamaan (3-4)**

$$HFU = Round(2 \ln(FZI)) + 10.6$$

$$= Round(2 \ln(1.0594)) + 10.6$$

$$= 10.72$$

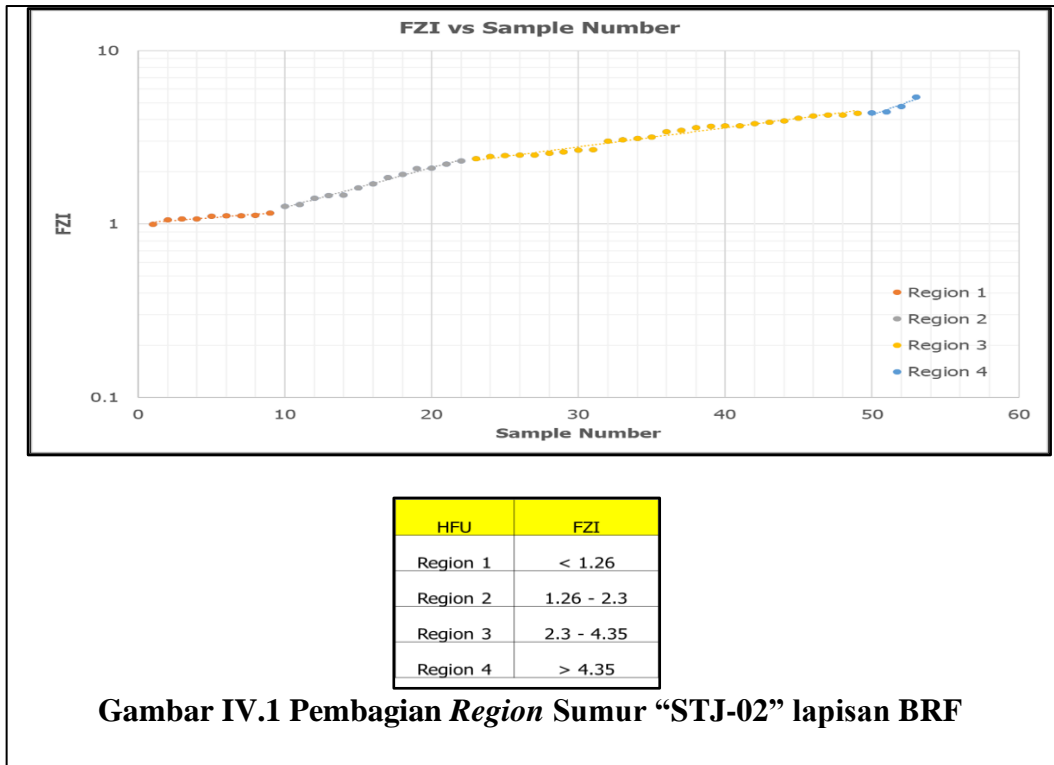
5. Mengelompokkan data berdasarkan dengan nilai HFU seperti pada **Tabel IV-1**

Tabel IV-1 Hasil Perhitungan RQI, ϕ_z , FZI dan HFU

PHIE	K	RQI	ϕ_z	FZI	KUM FZI	KUM PROB	HFU	HFU RT
0.027	0.021	0.0277	0.0277	0.9979	0.997945	0.007083798	10.6	1
0.021	0.011	0.0227	0.0215	1.0594	2.057393	0.014604172	10.72	1
0.027	0.024	0.0296	0.0277	1.0668	3.124241	0.022177071	10.73	1
0.018	0.007	0.0196	0.0183	1.0683	4.192512	0.029760072	10.73	1
0.023	0.016	0.0262	0.0236	1.1095	5.302051	0.037636012	10.81	1
0.023	0.016	0.0262	0.0235	1.1125	6.414532	0.04553283	10.81	1
0.019	0.009	0.0216	0.0194	1.1158	7.53034	0.053453268	10.82	1
0.035	0.059	0.0408	0.0363	1.124	8.654377	0.061432124	10.83	1
0.033	0.052	0.0394	0.0341	1.155	9.809391	0.069630854	10.89	1

**Tabel IV-1 Hasil Perhitungan RQI, ϕ_z , FZI dan HFU
(Lanjutan)**

PHIE	K	RQI	ϕ_z	FZI	KUM FZI	KUM PROB	HFU	HFU RT
0.037	0.089	0.0487	0.0384	1.2675	11.07689	0.078628068	11.07	2
0.048	0.208	0.0654	0.0504	1.2964	12.37328	0.087830362	11.12	2
0.049	0.262	0.0726	0.0515	1.4092	13.78246	0.097833272	11.29	2
0.049	0.28	0.0751	0.0515	1.4568	15.23925	0.108174087	11.35	2
0.031	0.069	0.0468	0.032	1.4643	16.70357	0.118568384	11.36	2
0.013	0.006	0.0213	0.0132	1.6196	18.32316	0.130064922	11.56	2
0.017	0.015	0.0295	0.0173	1.7055	20.02868	0.142171325	11.67	2
0.049	0.453	0.0955	0.0515	1.853	21.88164	0.155324326	11.83	2
0.057	0.791	0.117	0.0604	1.9352	23.8168	0.169060854	11.92	2
0.011	0.006	0.0232	0.0111	2.085	25.90183	0.183861213	12.07	2
0.059	1.043	0.132	0.0627	2.1056	28.00747	0.198807836	12.09	2
0.014	0.014	0.0314	0.0142	2.2115	30.21892	0.214505616	12.19	2
0.009	0.004	0.0209	0.0091	2.305	32.52391	0.230867346	12.27	2
0.044	0.536	0.1096	0.046	2.382	34.90592	0.247775774	12.34	3
0.062	1.653	0.1621	0.0661	2.4529	37.35883	0.26518747	12.39	3
0.029	0.162	0.0742	0.0299	2.4849	39.84374	0.282826272	12.42	3
0.039	0.405	0.1012	0.0406	2.4934	42.33709	0.300525052	12.43	3
0.026	0.118	0.0669	0.0267	2.5059	44.84302	0.318313141	12.44	3
0.018	0.04	0.0468	0.0183	2.5537	47.39668	0.336439979	12.48	3
0.02	0.057	0.053	0.0204	2.5975	49.99413	0.354877727	12.51	3
0.033	0.276	0.0908	0.0341	2.661	52.6551	0.373766313	12.56	3
0.022	0.081	0.0603	0.0225	2.6784	55.33351	0.392778701	12.57	3
0.006	0.002	0.0181	0.006	3.0033	58.33685	0.414097555	12.8	3
0.059	2.211	0.1922	0.0627	3.0657	61.40259	0.435859381	12.84	3
0.01	0.01	0.0314	0.0101	3.1086	64.51119	0.457925428	12.87	3
0.052	1.6	0.1742	0.0549	3.1754	67.68655	0.480465363	12.91	3
0.01	0.012	0.0344	0.0101	3.4053	71.09185	0.504637506	13.05	3
0.034	0.513	0.122	0.0352	3.4653	74.5572	0.529235901	13.09	3
0.017	0.067	0.0623	0.0173	3.6045	78.16172	0.554822166	13.16	3
0.029	0.35	0.1091	0.0299	3.6525	81.81418	0.580748767	13.19	3
0.006	0.003	0.0222	0.006	3.6783	85.49251	0.606858924	13.2	3
0.006	0.003	0.0222	0.006	3.6783	89.17083	0.632969081	13.2	3
0.052	2.292	0.2085	0.0549	3.8005	92.97132	0.659946474	13.27	3
0.026	0.28	0.103	0.0267	3.8602	96.8315	0.687347529	13.3	3
0.074	7.39	0.3138	0.0799	3.9266	100.7581	0.715219968	13.34	3
0.039	1.086	0.1657	0.0406	4.0829	104.841	0.744202127	13.41	3
0.034	0.758	0.1483	0.0352	4.2123	109.0533	0.77410292	13.48	3
0.006	0.004	0.0256	0.006	4.2474	113.3007	0.804252332	13.49	3
0.084	12.948	0.3898	0.0917	4.2512	117.5519	0.834428718	13.49	3
0.085	14.096	0.4044	0.0929	4.3528	121.9047	0.865326692	13.54	3
0.051	2.851	0.2348	0.0537	4.3686	126.2733	0.896336487	13.55	4
0.054	3.511	0.2532	0.0571	4.4355	130.7088	0.9278216	13.58	4
0.04	1.6	0.1986	0.0417	4.7662	135.475	0.961653827	13.72	4
0.036	1.486	0.2017	0.0373	5.4021	140.8771	1	13.97	4

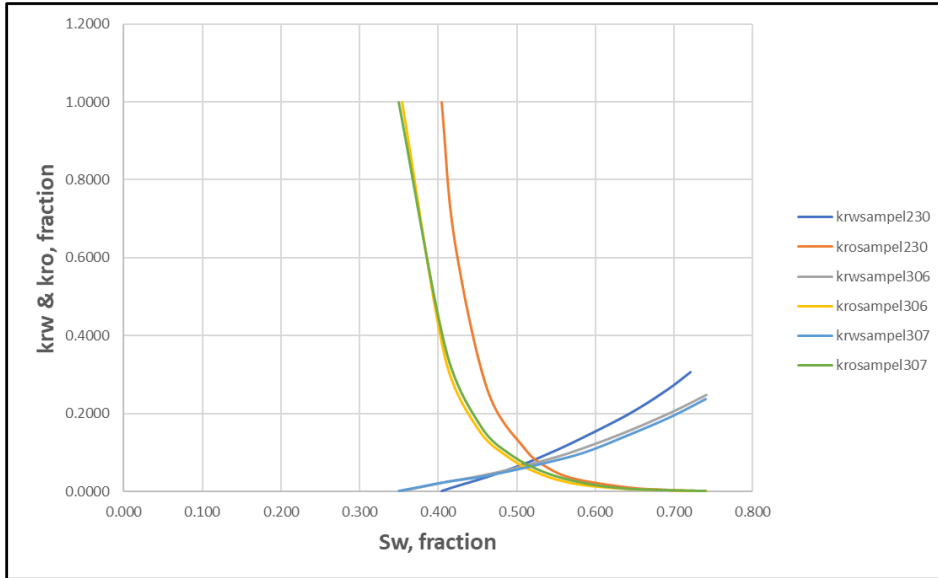


Gambar IV.1 Pembagian *Region* Sumur “STJ-02” lapisan BRF

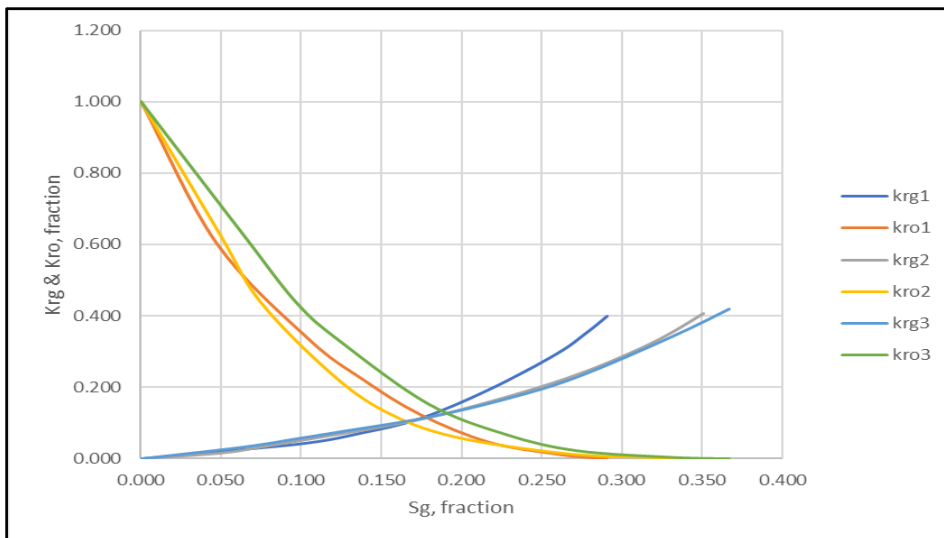
Penentuan *rock region* akan dibagi berdasarkan dengan HFU menggunakan metode FZI, dengan rentang nilai FZI seperti yang ditunjukkan pada **Gambar IV.1**. Pada sumur “STJ-02” lapisan BRF yang ditunjukkan pada gambar diatas memiliki empat *rock region*, pada *region-1* memiliki nilai FZI <1.26, *region-2* memiliki nilai FZI dari 1.26 sampai 2.3, *region-3* memiliki nilai FZI 2.3 sampai 4.35 dan *region 3* >4.35.

IV.1.2. Permeabilitas Relatif

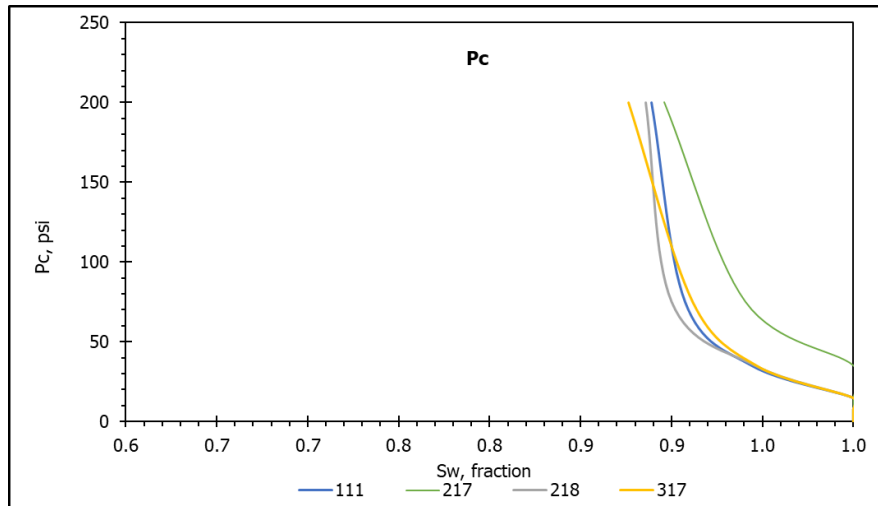
Persiapan data permeabilitas relatif yang dimaksud untuk memperoleh data yang respresentatif atau mewakili keseluruhan *reservoir*, sehingga akan mendapatkan hasil yang akurat. Sebelum data di input ke dalam simulasi *reservoir*, data yang ada harus diolah terlebih dahulu, pada umumnya pengolahan data permeabilitas relatif memerlukan data dari SCAL (*Routine Core Analysis*). Data yang dimiliki memang relatif berbeda-beda untuk menentukan data atau kurva yang mewakili seluruh data, maka dari itu dapat dilakukan nya dengan melakukan perata-rataan yaitu dengan cara normalisasi dan denormalisasi. Pada sumur “STJ-02” lapisan BRF ini memiliki 4 *rock region*. Adapun data SCAL yang sesuai pada lapangan “STJ” sumur “STJ-02” lapisan BRF yaitu data sampel 230,306, dan 307.



Gambar IV.2 Kurva Permeabilitas Relatif Sistem Air-Minyak



Gambar IV.3 Kurva Permeabilitas Relatif Sistem Minyak Gas



Gambar IV.4 Kurva Tekanan Kapiler

A. Sistem Minyak-Air

1. Mempersiapkan data permeabilitas semua sample *core*. Contoh perhitungan menggunakan *sampel* 230 yang merupakan *rock region* 1,2,3
2. Menentukan harga Sw^* dengan masing-masing sampel *core* dengan **Persamaan (3-5)**

$$\begin{aligned}
 Sw^* &= \frac{Sw - Sw_i}{1 - Sw_i - Sor} \\
 &= \frac{0.405 - 0.405}{1 - 0.405 - 0.279} \\
 &= 0
 \end{aligned}$$

3. Menentukan harga Kro^* dengan **Persamaan (3-6)**

$$\begin{aligned}
 Kro^* &= \frac{Kro}{(kro)Sw_i} \\
 &= \frac{1}{1} \\
 &= 1
 \end{aligned}$$

4. Menentukan harga Krw^* dengan **Persamaan (3-7)**

$$K_{rw}^* = \frac{K_{rw}}{(k_{rw})_{Sor}}$$

$$K_{rw}^* = \frac{0}{0.3066}$$

$$= 0$$

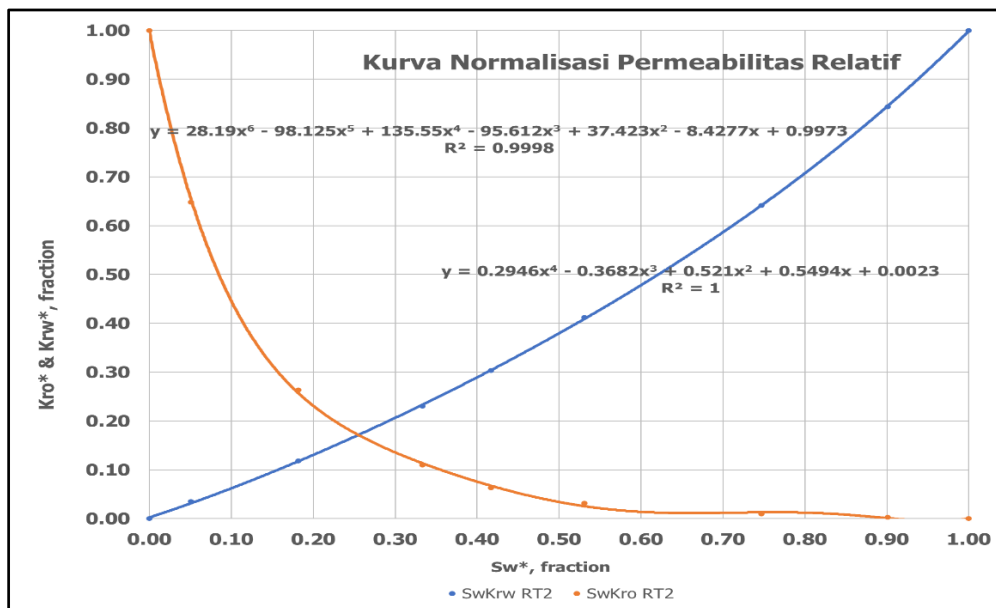
5. Hasil dari perhitungan langkah 1 sampai 4 dapat dilihat pada **Tabel IV-2**

Tabel IV-2 Normalisasi permeabilitas Relatif Minyak – Air

Sample	Sw*	Krw*	Kro*
230	0.000	0.000	1.000
	0.051	0.035	0.649
	0.182	0.118	0.263
	0.333	0.230	0.109
	0.417	0.303	0.063
	0.531	0.412	0.032
	0.747	0.642	0.009
	0.901	0.844	0.003
	1.000	1.000	0.000

Untuk hasil perhitungan sample pada *Region 4* dapat dilihat pada **Lampiran A**.

6. Membuat plot Kro* dan Krw* vs Sw* untuk semua sampel *core* batuan yang telah di denormalisasi seperti pada **Gambar IV.2**



Gambar IV.5 Kurva Normalisasi Sistem Minyak-Air pada RT 1,2,3

7. Mengasumsikan Sw^* , menghitung Kro^* dan Krw^* dari fungsi Sw^* . Dengan persamaan *trendline* untuk Kro^* :

$$y = 28.919x^6 - 98.125x^5 + 135.55x^3 - 95.612x^3 + 37.423x^2 - 8.4277x + 0.9973$$

persamaan *trendline* untuk Krw^* :

$$y = 0.2946x^4 - 0.3682x^3 + 0.0521x^2 + 0.5494x + 0.0023$$

Hasil Perhitungan dari Kro^* dan Krw^* dari fungsi Sw^* pada **Tabel IV-3**

Tabel IV-3 Hasil perhitungan Kro^* dan Krw^*

Trendline		
Sw^*	Kro^*	Krw^*
0	1.000	0.000
0.05	0.658	0.031
0.1	0.446	0.062
0.15	0.314	0.095
0.2	0.231	0.131
0.25	0.176	0.168
0.3	0.136	0.206
0.35	0.103	0.247
0.4	0.075	0.289
0.45	0.052	0.334
0.5	0.034	0.380
0.55	0.021	0.428
0.6	0.013	0.478
0.65	0.010	0.531
0.7	0.010	0.587
0.75	0.011	0.645
0.8	0.010	0.707
0.85	0.005	0.773
0.9	0.000	0.844
0.95	0.000	0.919
1	0.000	1.000

Untuk hasil perhitungan *Region 4* dapat dilihat pada **Lampiran A**.

8. Melakukan perhitungan Sw , Krw dan Kro de-normalisasi. Contoh perhitungan hasil de-normalisasi dengan menggunakan $Sw^* = 0.05$, $Krw^* = 0.031$, $Kro^* = 0.658$

$$\begin{aligned} Sw &= Sw^* \times (1 - Sw_i - Sor) + Sw_i \\ &= 0.05 \times (1 - 0.37 - 0.01) + 0.3031 \\ &= 0.399 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Kro &= Kro^* \times (Kro)Sw_i \\ &= 0.658 \times 1 \\ &= 0.658 \end{aligned}$$

$$Krw = Krw^* \times (Krw)Sor$$

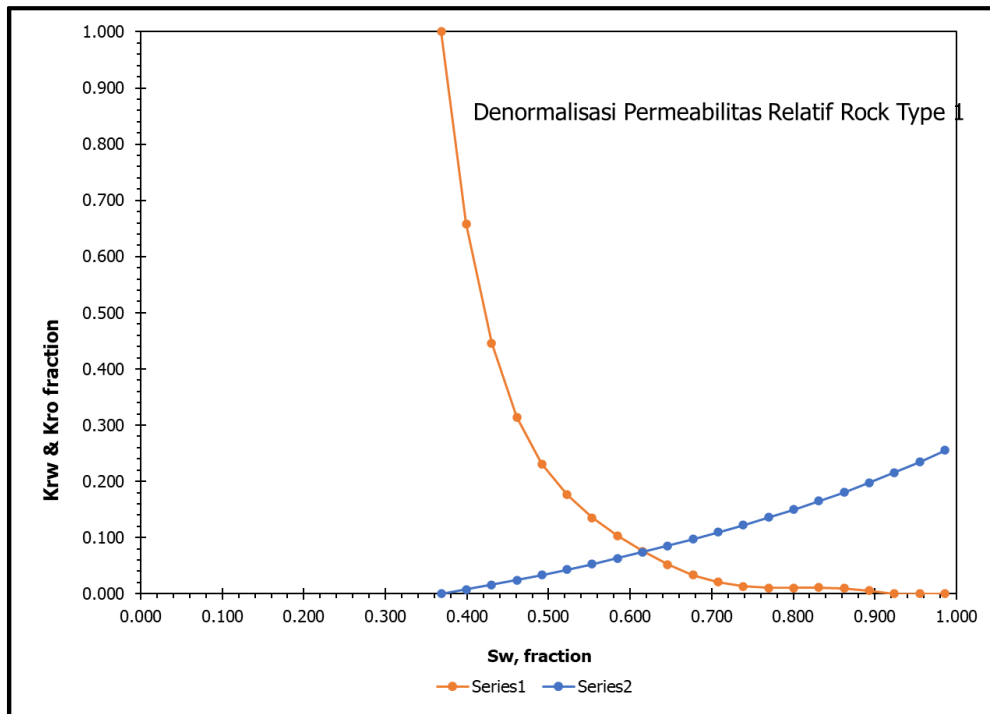
$$= 0.031 \times 0.26$$

$$= 0.008$$

Hasil perhitungan dapat dilihat pada **Tabel IV-4** dan kurva de-normalisasi permeabilitas relatif sistem air-minyak dapat dilihat pada **Gambar IV.6**

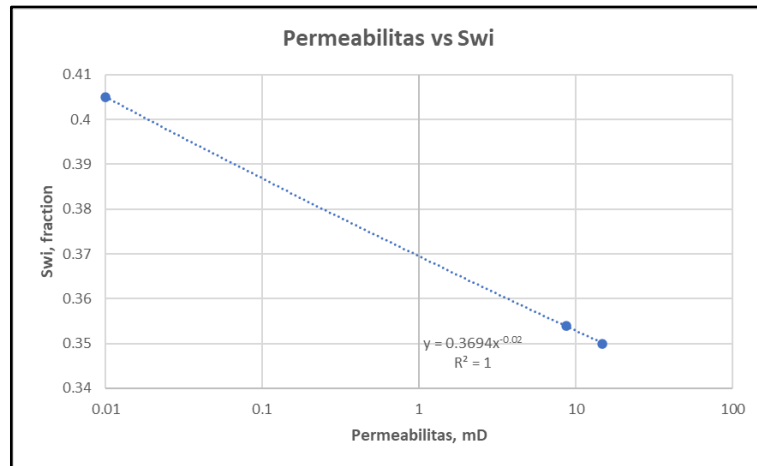
Tabel IV-4 Hasil Perhitungan De-normalisasi sistem Minyak-Air

Sw	Kro	Krw
0.368	1.000	0.000
0.399	0.658	0.008
0.430	0.446	0.016
0.461	0.314	0.024
0.492	0.231	0.033
0.523	0.176	0.043
0.554	0.136	0.053
0.584	0.103	0.063
0.615	0.075	0.074
0.646	0.052	0.085
0.677	0.034	0.097
0.708	0.021	0.109
0.739	0.013	0.122
0.770	0.010	0.136
0.801	0.010	0.150
0.831	0.011	0.165
0.862	0.010	0.181
0.893	0.005	0.198
0.924	0.000	0.216
0.955	0.000	0.235
0.986	0.000	0.255



Gambar IV.6 Kurva Denormalisasi Sistem Air-Minyak

Penentuan *end point* yang dilakukan setelah de-normalisasi dengan tujuan untuk membagi *sampel* agar menjadi beberapa *region*. Nilai *end point* ini biasanya dapat diperoleh dengan korelasi plot antara Swi dengan permeabilitas, Sor dengan Swi dan Kro@Swi dengan permeabilitas. Hasil plot dari *end point* tersebut dapat dilihat pada **Gambar IV.7**



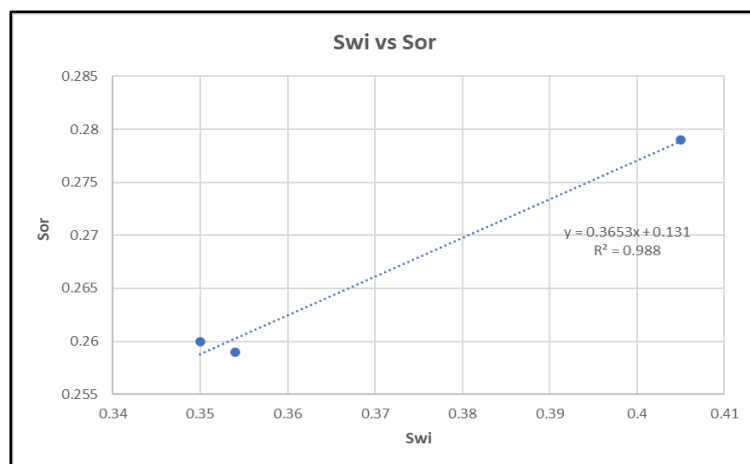
Gambar IV.7 Plot Swi vs Permeabilitas

9. Penentuan harga Swi dapat dilihat dengan persamaan pada **Gambar IV.7** diatas.

$$y = 0.3694(x)^{-0.02}$$

$$y = 0.3694 \times (0.0238)^{-0.02}$$

$$= 0.398$$



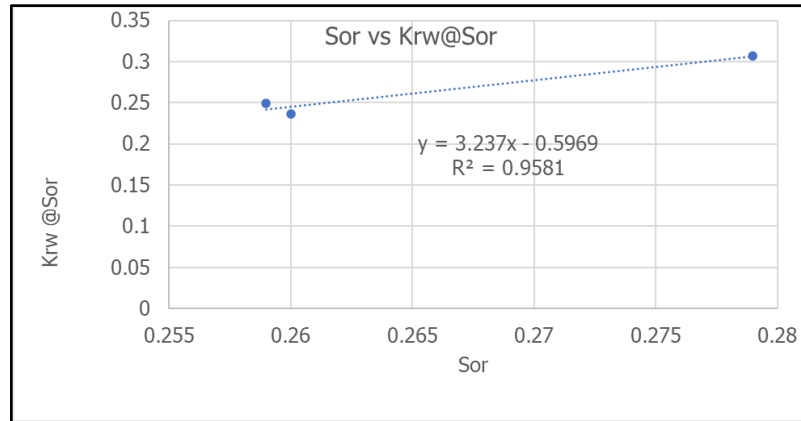
Gambar IV.8 Plot Swi vs Sor

10. Penentuan nilai Sor dapat dilihat dengan persamaan pada **Gambar IV.8** diatas

$$y = 0.3653(x) + 0.131$$

$$y = 0.3653 \times (0.456) + 0.131$$

$$y = 0.2979$$



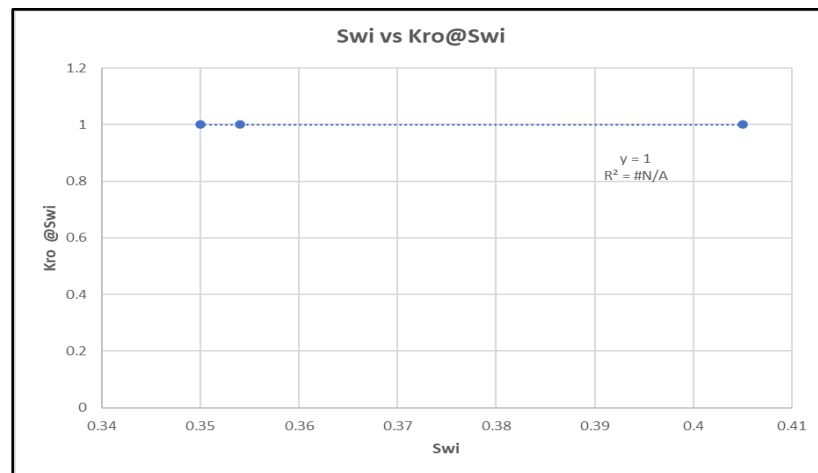
Gambar IV.9 Plot Sor vs Krw@Sor

11. Penentuan nilai krw@Sor dapat dilihat dengan persamaan pada **Gambar IV.9** diatas

$$y = 3.237x - 0.5969$$

$$y = 3.237 \times (0.2979) - 0.5969$$

$$y = 0.367$$



Gambar IV.10 Plot Swi vs Kro@Swi

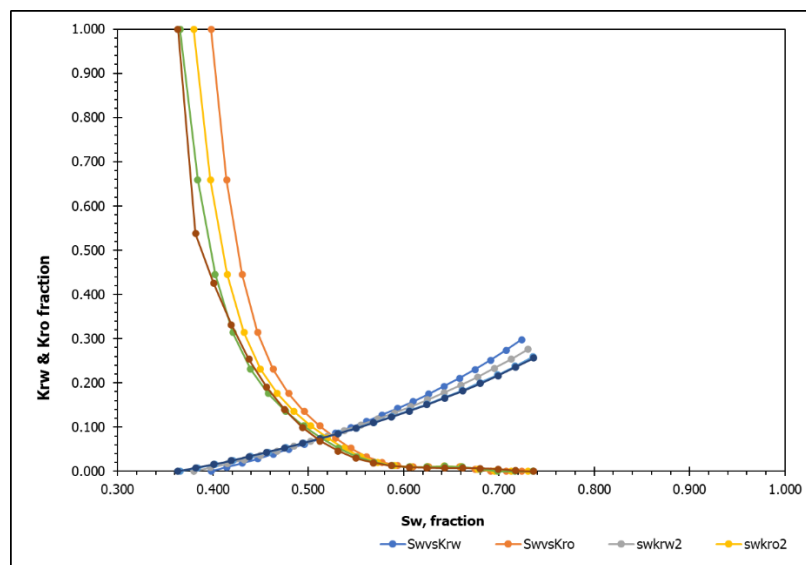
12. Penentuan nilai Kro@Swi dapat dilihat dengan persamaan pada **Gambar IV.10** diatas

$$y = 1$$

Tabel IV-5 End Point Region Sistem Air-Minyak

Region	Avg K	Avg Por	Swi	Sor	Krw @ Sor	Kro @ Swi
1	0.023889	0.025116	0.398045732	0.276406	0.297826565	1
2	0.249231	0.034077	0.379808656	0.269744	0.276261658	1
3	1.739	0.034148	0.365334679	0.264457	0.259146527	1
4	2.362	0.04525	0.363104217	0.263642	0.256509059	1

Pada Tabel *end point* perhitungan dilanjutkan dengan mencari harga Swi, Sor , Krw@Sor dan Kro@Swi dari masing-masing region.



Gambar IV.11 Kurva Denormalisasi Permeabilitas Relatif setiap Region Sistem Minyak-Air

B. Sistem Gas-Minyak

1. S_g^* dengan masing-masing *sample core* dengan **Persamaan (3-8)**

$$\begin{aligned}
 S_g^* &= \frac{S_g - S_{gi}}{1 - S_{gi} - S_{org}} \\
 &= \frac{0 - 0}{1 - 0 - 0.759} \\
 &= 0
 \end{aligned}$$

2. Menentukan harga Kro* dengan **Persamaan (3-9)**

$$\begin{aligned}
 Kro^* &= \frac{Kro}{(Kro)S_{gc}} Q \\
 &= \frac{1.000}{1.000}
 \end{aligned}$$

$$= 1$$

3. Menentukan harga Krg^* dengan **Persamaan (3-10)**

$$Krg^* = \frac{Krg}{(Krg)Sorg}$$

$$= \frac{0}{0.398}$$

$$= 0$$

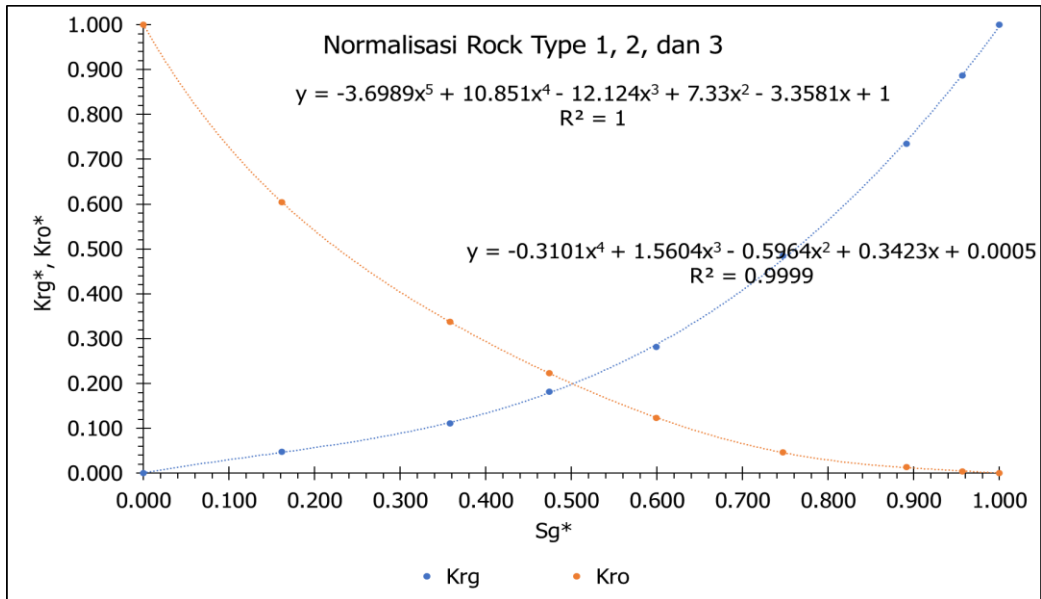
Hasil dari perhitungan langkah 1 sampai 4 dapat dilihat pada **Tabel IV-5** dan **Lampiran A**

4. Membuat plot Kro^* dan Krg^* vs Sg^* untuk semua *sampel core* batuan yang telah dinormalisasikan

Tabel IV-6 Normalisasi Permeabilitas Relatif Gas-Minyak

Normalisasi	Sg^*	Krg^*	Kro^*
230	0.000	0.000	1.000
	0.162	0.048	0.604
	0.358	0.111	0.337
	0.474	0.181	0.224
	0.599	0.282	0.124
	0.747	0.485	0.046
	0.891	0.735	0.013
	0.957	0.887	0.004
	1.000	1.000	0.000

Data lengkapnya dapat dilihat pada **Lampiran A**



Gambar IV.12 Normalisasi Permeabilitas Relatif Gas-Minyak

5. Mengasumsikan S_g^* , menghitung K_{ro}^* dan K_{rg}^* dari fungsi S_g^* .

Persamaan *trendline* untuk K_{ro}^* :

$$y = -3.6989x^5 + 10.851x^4 - 12.124x^3 + 7.33x^2 - 3.581x + 1$$

Persamaan *trendline* untuk K_{rg}^* :

$$y = -0.3101x^4 + 1.5604x^3 - 0.5964x^2 + 0.3423x + 0.0005$$

Hasil perhitungan selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel IV-7**

Tabel IV-7 Hasil Perhitungan K_{ro}^* dan K_{rg}^*

Trendline		
S_g^*	K_{ro}^*	K_{rg}^*
0	1	0
0.05	0.84897	0.016317
0.1	0.72641	0.030295
0.15	0.6255	0.043535
0.2	0.54077	0.057091
0.25	0.46794	0.07197
0.3	0.40383	0.089133
0.35	0.34618	0.109495
0.4	0.29353	0.133923
0.45	0.24508	0.163239
0.5	0.20055	0.198219
0.55	0.16001	0.239589
0.6	0.12382	0.288033
0.65	0.0924	0.344186
0.7	0.06615	0.408636
0.75	0.0453	0.481926
0.8	0.02975	0.564552
0.85	0.01896	0.656963
0.9	0.01179	0.759561
0.95	0.00638	0.872704
1	0	0.9967

6. Proses de-normalisasi permeabilitas relatif. Melakukan perhitungan S_g , K_{rg} dan K_{ro} de-normalisasi. Contoh perhitungan hasil de-normalisasi menggunakan $S_g^* = 0.05$, $K_{ro}^* = 0.849$, $K_{rg}^* = 0.0163$

$$\begin{aligned} S_g &= S_g^* \times (1 - S_{gi} - S_{org}) + S_{gi} \\ &= 0.05 \times (1 - 0 - 0.3236) + 0 \\ &= 0.019 \end{aligned}$$

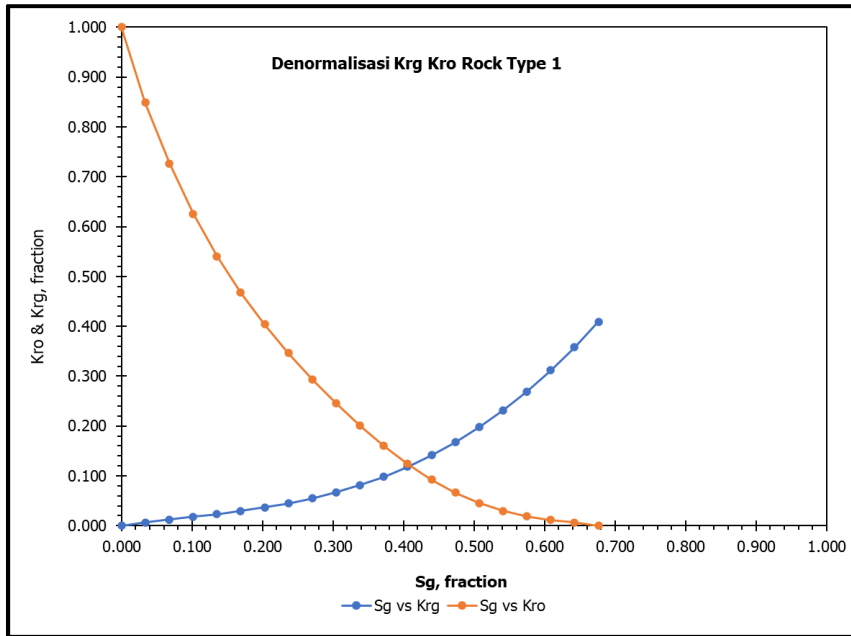
$$\begin{aligned} K_{ro} &= K_{ro}^* \times (K_{ro})_{S_{gi}} \\ &= 0.849 \times 1 \\ &= 0.849 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} K_{rg} &= K_{rg}^* \times (K_{rg})_{S_{or}} \\ &= 0.0163 \times 0.410 \\ &= 0.007 \end{aligned}$$

Hasil perhitungan selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel IV-8** dan kurva de-normalisasi permeabilitas relatif sistem Gas-Minyak dapat dilihat pada **Gambar IV.12**

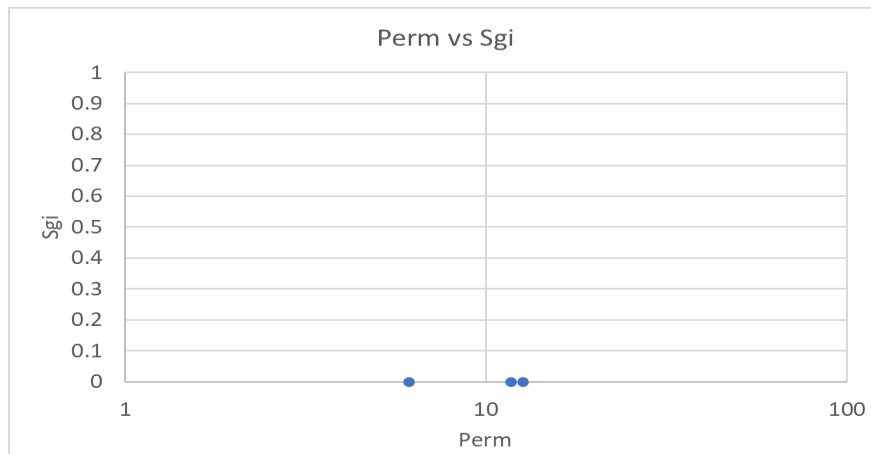
Tabel IV-8 Hasil Perhitungan De-normalisasi sistem Gas-Minyak

S_g	K_{rg}	K_{ro}
0.000	0.000	1.000
0.034	0.007	0.849
0.068	0.012	0.726
0.101	0.018	0.626
0.135	0.023	0.541
0.169	0.030	0.468
0.203	0.037	0.404
0.237	0.045	0.346
0.271	0.055	0.294
0.304	0.067	0.245
0.338	0.081	0.201
0.372	0.098	0.160
0.406	0.118	0.124
0.440	0.141	0.092
0.474	0.168	0.066
0.507	0.198	0.045
0.541	0.232	0.030
0.575	0.269	0.019
0.609	0.312	0.012
0.643	0.358	0.006
0.676	0.409	0.000



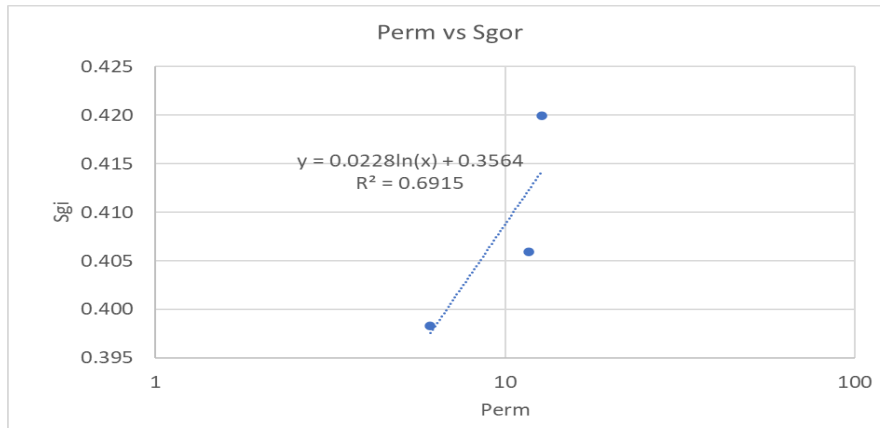
Gambar IV.13 Kurva De-normalisasi Sistem Gas-Minyak

Penentuan *end point* yang dilakukan setelah de-normalisasi dengan tujuan untuk membagi *sampel* agar menjadi beberapa *region*. Nilai *end point* ini biasanya dapat diperoleh dengan korelasi plot antara S_{gi} dengan permeabilitas, S_{org} dengan S_{gc} dan $K_{rg}@S_{gi}$ dengan S_{org} . Hasil plot dari *end point* tersebut dapat dilihat pada **Gambar IV.14**



Gambar IV.14 Plot Permeabilitas vs Sgi

7. Penentuan nilai S_{gi} dapat dilihat dengan persamaan pada **Gambar IV.14** diatas
 $y = 0$



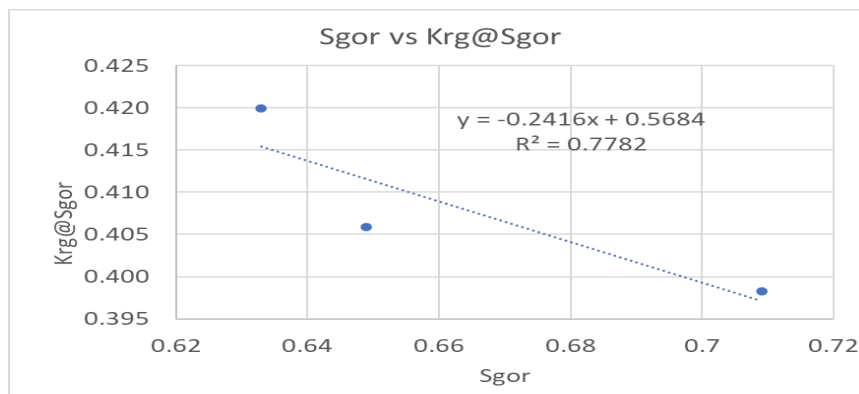
Gambar IV.15 Plot Permeabilitas vs Sgor

8. Penentuan nilai Sgor dapat dilihat dengan persamaan pada **Gambar IV.15** diatas

$$y = -0.0228\ln(x) + 0.3564$$

$$y = -0.0228\ln x (0.025) + 0.3564$$

$$y = 0.3564$$



Gambar IV.16 Plot Sgor vs Krg@Sor

9. Penentuan nilai Krg@Sor dapat dilihat dengan persamaan pada **Gambar IV.16**

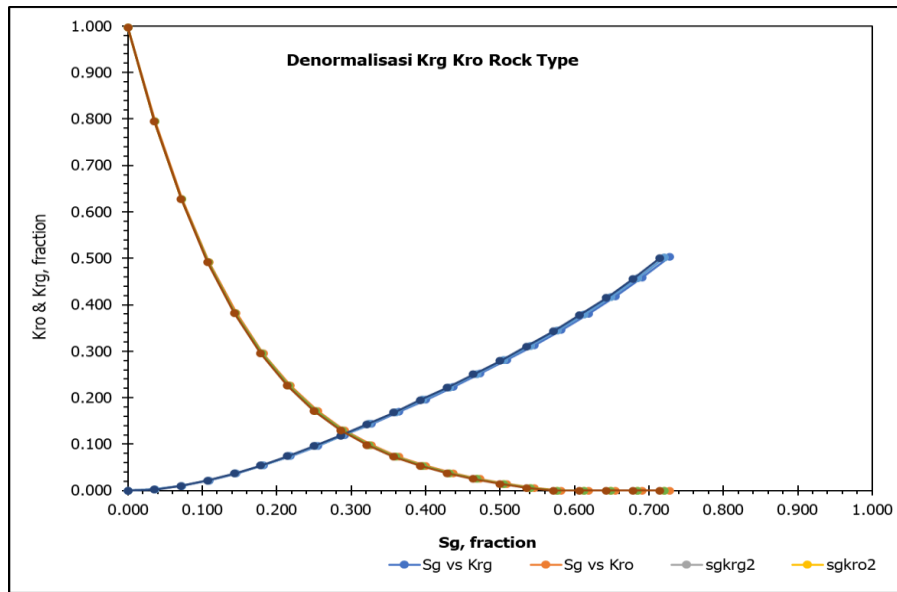
$$y = -0.2416x + 0.5684$$

$$y = -0.2416 x (0.2724) + 0.5684$$

$$y = 0.5025$$

Tabel IV-9 Hasil Perhitungan De-normalisasi sistem Gas-Minyak

Region	Avg K	Avg Por	Sgi	Sgor	Krg @ Sgor	Kro @ Sgi
1	0.024	0.025	0	0.272399	0.502588476	1
2	0.249	0.034	0	0.279356	0.500907657	1
3	1.739	0.034	0	0.279403	0.500896215	1
4	2.362	0.045	0	0.285821	0.49934555	1



Gambar IV.17 Kurva Denormalisasi Permeabilitas Relatif Setiap Region Sistem Gas-Minyak

IV.1.3. Tekanan Kapiler

Tekanan kapiler (P_c) adalah sebagai perbedaan tekanan yang diantara permukaan dua fluida yang tidak tercampur (cairan-cairan atau cairan-gas) sebagai akibat dari terjadinya pertemuan permukaan yang memisahkan kedua fluida tersebut. Pengelolaan data tekanan kapiler (P_c) dari berbagai *sampel core* dilakukan dengan menggunakan metode *Leverett J-Function*. Pada metode *Leverett J-Function* penentuan tekanan kapiler tergantung pada harga karakteristik batuan *reservoir* seperti porositas dan permeabilitas absolut pada skala *reservoir* agar mendapatkan data yang mewakili *reservoir*. Prosedur pengolahan data tekanan kapiler sebagai berikut :

1. Mempersiapkan data P_c , S_w , porositas dan permeabilitas dari masing-masing *sample* hasil pengukuran. Contoh perhitungan menggunakan *sample 230*

$$\begin{aligned}
 P_{C_{res}} &= P_{C_{lab}} \frac{\sigma_{res}}{\sigma_{lab}} \\
 &= 0 \frac{50}{72} \\
 &= 0
 \end{aligned}$$

Memplot nilai PC pada masing-masing sample dengan saturasi air

- Melakukan normalisasi yaitu menghitung harga $J(S_w)$. Dan menghitung harga S_w^* . Harga S_w^* dapat diperoleh dengan cara :

$$S_w^* = \frac{S_w \text{ hasil laboratorium} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

$$J(S_w) = 0.21645 \frac{Pc \text{ res}}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

$$= 0.21645 \frac{1.38}{50} \sqrt{\frac{1.5}{0.048}}$$

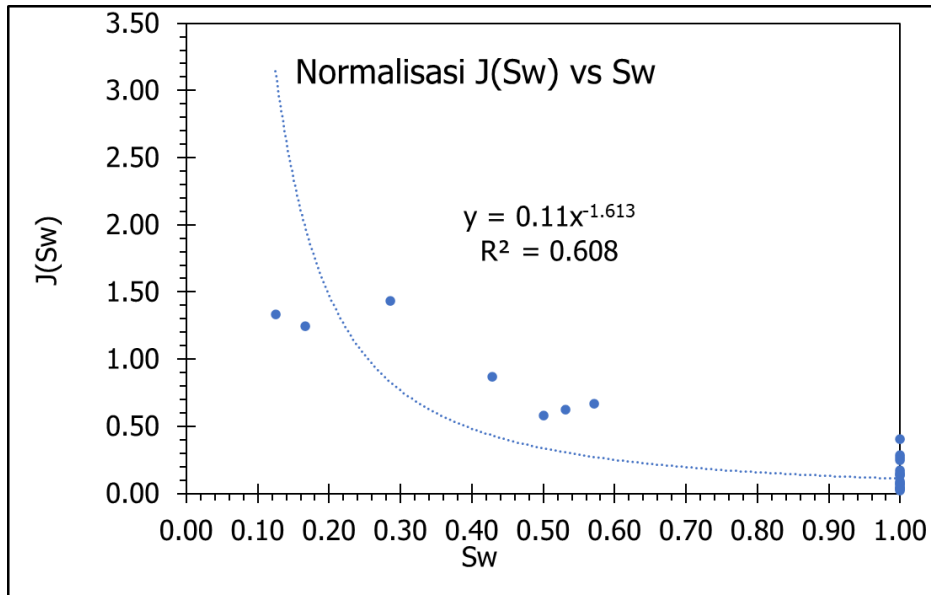
$$= 0.03$$

Hasil perhitungan lainnya dapat dilihat pada **Tabel IV-10** dibawah.

Kemudian plot antara $J(S_w)$ terhadap S_w^* seperti pada **Gambar IV.17**

Tabel IV-10 Hasil Normalisasi Pc

No	S_w	Pc (Lab)	Pc (Res)	$J(S_w)$	S_w^*
111	1.0000	0	0		
	1.0000	2	1.3888889	0.03	1.00
	1.0000	4	2.7777778	0.07	1.00
	1.0000	8	5.5555556	0.13	1.00
	1.0000	15	10.416667	0.25	1.00
	0.9445	35	24.305556	0.58	0.50
	0.9074	75	52.083333	1.24	0.17
	0.8889	200	138.88889		



Gambar IV.18 Kurva J(Sw) vs Sw*

Menghitung harga J(Sw) normalisasi dengan persamaan yang didapat dari *trendline* grafik pada **Gambar IV.18** dengan mengasumsikan nilai Sw*. Persamaan trendline untuk J(Sw)

$$y = 0.11x^{-1.613}$$

Untuk asumsi Sw* adalah

$$y = 0.11 (0.05)^{-1.613}$$

$$= 4.512$$

Hasil perhitungan lainnya dapat dilihat pada **Tabel IV-11**

Tabel IV-11 Hasil Perhitungan Sw* dan J(Sw*)

Sw*	J(Sw)*
0	13.8024
0.05	4.51225
0.1	2.34616
0.15	1.47513
0.2	1.02924
0.25	0.767
0.3	0.59815
0.35	0.48225
0.4	0.39881
0.45	0.33648
0.5	0.28853
0.55	0.25075
0.6	0.22038
0.65	0.19555
0.7	0.17495
0.75	0.15766
0.8	0.14297
0.85	0.13038
0.9	0.11949
0.95	0.11
1	0

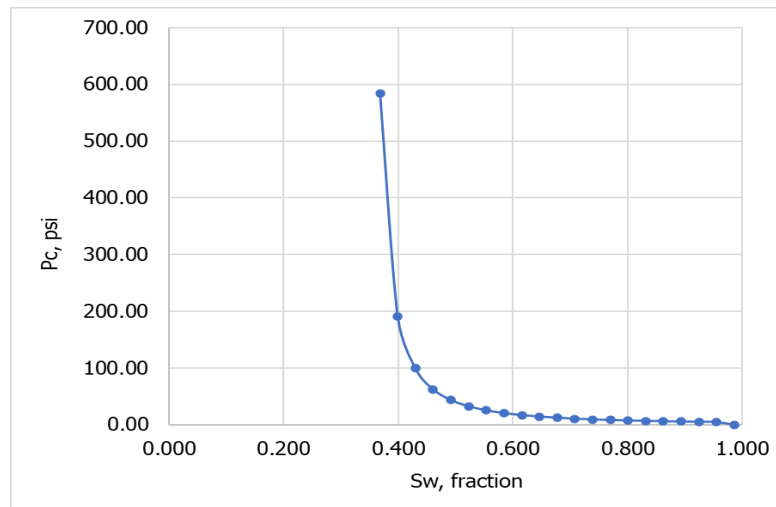
3. Menghitung de-normalisasi dengan harga Pc dan Sw.

$$\begin{aligned}
 P_c &= \frac{J(Sw)\sigma}{0.21645 \sqrt{\frac{k}{\phi}}} \\
 &= \frac{13.802 \times 50}{0.21645 \sqrt{\frac{1.5}{0.048}}} \\
 &= 584.38
 \end{aligned}$$

Hasil perhitungan lainnya dapat dilihat pada **Tabel IV-12**

Tabel IV-12 Hasil Perhitungan De-normalisasi Tekanan Kapiler

Pc Res	Denorm Sw
584.38	0.368
191.04	0.399
99.33	0.430
62.46	0.461
43.58	0.492
32.47	0.523
25.33	0.554
20.42	0.584
16.89	0.615
14.25	0.646
12.22	0.677
10.62	0.708
9.33	0.739
8.28	0.770
7.41	0.801
6.67	0.831
6.05	0.862
5.52	0.893
5.06	0.924
4.66	0.955
0.00	0.986



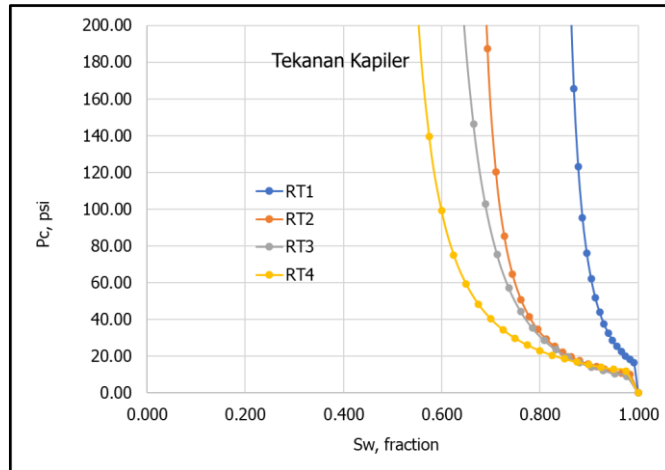
Gambar IV.19 Kurva De-normalisasi Tekanan Kapiler

Penentuan *end point* dilakukan setelah de-normalisasi dengan tujuan untuk membagi *sampel* menjadi beberapa *region*. Nilai *end point* yang di peroleh biasanya dengan korelasi plot antara Swi dengan permeabilitas, Sor dengan Swi dan K_{rw}@Sor. Hasil plot dari *end point* tersebut bisa dilihat pada **Tabel IV.13**

Tabel IV-13 End Point Tekanan Kapiler

REGION	Avg k	Avg PHIE	Swi	Sgr	Krg @ Swi	Krw @ Sgr	σ	Res
1	0.024	0.025	0.825	0.000	0.050		1	50
2	0.249	0.034	0.659	0.000	0.080		1	50
3	1.739	0.034	0.521	0.000	0.154		1	50
4	2.362	0.045	0.499	0.000	0.182		1	50

4. Penentuan nilai Swi dapat dilihat dengan persamaan pada **Gambar IV.7**
5. Penentuan nilai Sor dapat dilihat dengan persamaan pada **Gambar IV.8**
6. Penentuan nilai Sor vs k_{rw}@Sor dapat dilihat dengan persamaan pada **Gambar IV.9**
7. Penentuan nilai Swi vs k_{rw}@Sor dapat dilihat dengan persamaan pada **Gambar IV.10**



Gambar IV.20 Kurva Hasil Denormalisasi Tekanan Kapiler Setiap Region

IV.1.4. Laju Alir Kritis

$Q_{critical}$ adalah laju aliran kritis yang harus tercapai agar tidak terjadinya *problem liquid loading*. *Liquid loading* adalah suatu fenomena yang terjadi pada sumur gas akibat penurunan kecepatan gas yang akan menyebabkan gas tidak mampu mengangkat *liquid* ke permukaan. Berikut pengolahan data $Q_{critical}$:

$$\begin{aligned}
 Q_{critical} &= \frac{3.067 \times THP \times Vg \times A}{((T_{surface} + 360) \times Z \times factor)} \\
 &= \frac{3.067 \times 800 \times 5.386 \times 0.0451}{((140 + 360) \times 0.818)} \\
 &= 1.21
 \end{aligned}$$

IV.2. Simulasi *Reservoir*

Simulasi *reservoir* adalah suatu metode komputasi yang digunakan untuk memodelkan dan memprediksi perilaku fluida dan karakteristik *reservoir* tersebut. Metode ini digunakan dalam industri minyak dan gas bumi untuk mampu mengoptimalkan produksi dan melihat performa *reservoir* dalam jangka waktu tertentu.

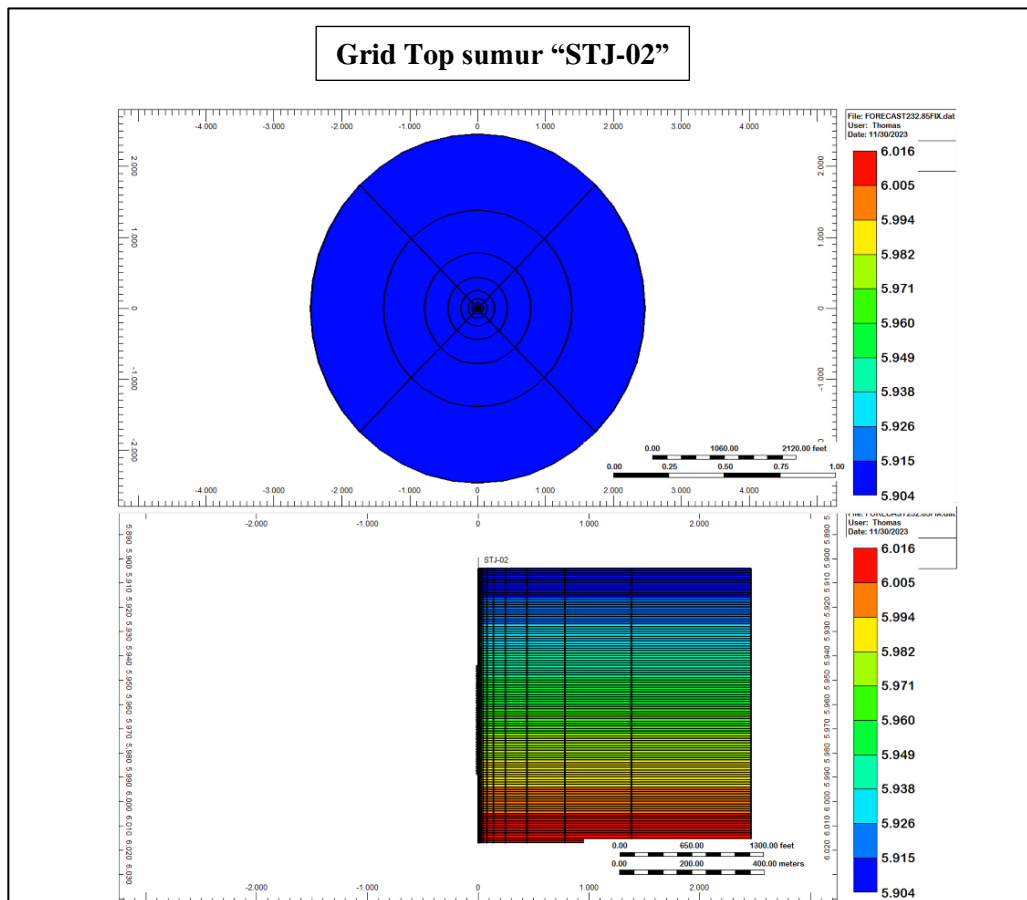
Dalam melakukan simulasi *reservoir* menggunakan data geologi, geofisika dan data produksi lapangan untuk membangun model matematika tiga dimensi yang dapat mempresentasikan kondisi geologi dan fluida dalam *reservoir*. Model ini kemudian digunakan untuk memprediksikan aliran fluida *reservoir* serta untuk dapat melihat dan mengevaluasi performa *reservoir*.

IV.2.1. Model Reservoir

Setelah persiapan, pengolahan dan input data telah selesai, tahapan selanjutnya adalah membuat model dinamis reservoir dari Lapangan “STJ” dengan menggunakan *software Computer Modelling Group (CMG)*. Sedangkan simulator *IMEX 2021.10* digunakan sampai dengan proses terakhir yaitu tahapan prediksi. Deskripsi Model *reservoir* dapat dilihat pada **Tabel IV-14**

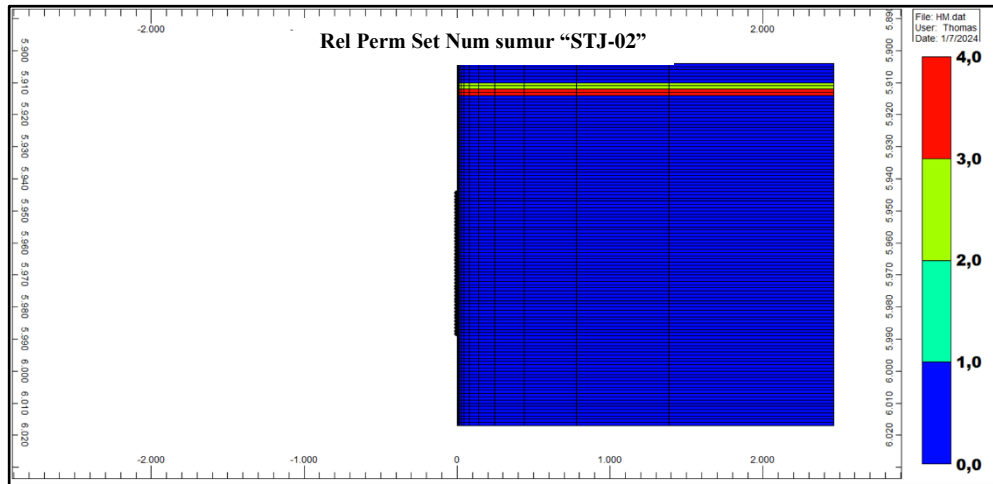
Tabel IV-14 Deskripsi Model Reservoir

Deskripsi	Keterangan
Simulator	CMG IMEX 2021.10
Tipe Grid	Cylindrical
Dimensi	16x4x113
Jumlah Grid	7232
r	750 meter
h	113 ft
Sistem Porosity	Single Porosity
Jumlah Layer	113 ft
Gas-Water Contact	6036 ft



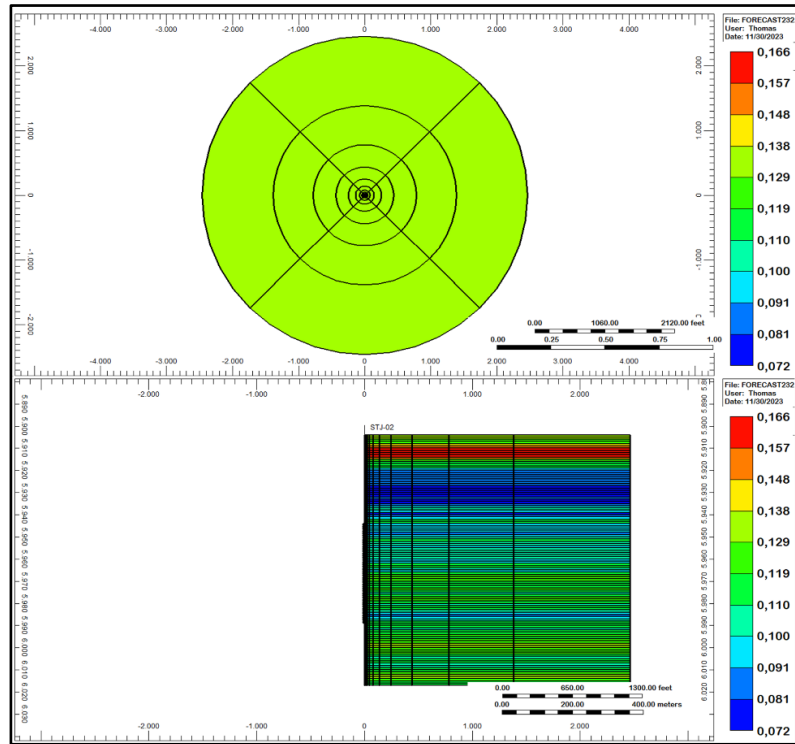
Gambar IV.21 Grid Top sumur “STJ-02” lapisan BRF DST#7

Pada simulasi ini simulator yang digunakan adalah *CMG IMEX 2021.10*, tipe *grid* yang digunakan adalah *cylindrical*. *Cylindrical* dalam simulasi *reservoir* adalah metode yang digunakan untuk menggambarkan geometri *reservoir* serta sel-sel yang memiliki bentuk dan ukuran yang silinder yang digunakan untuk merepresentasikan *reservoir* dengan lebih baik dibandingkan dengan bentuk geometri lainnya. Dimensi pada sumur “STJ-02” ini adalah 16 x 4 x 113.

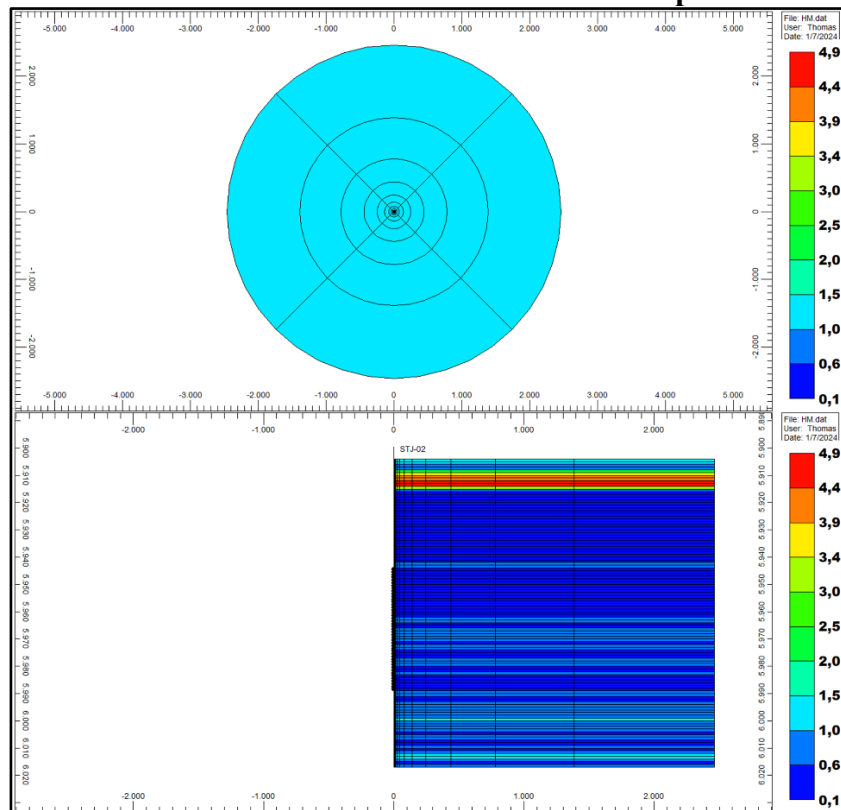


Gambar IV.22 Pembagian *Rock Region* Sumur “STJ-02”

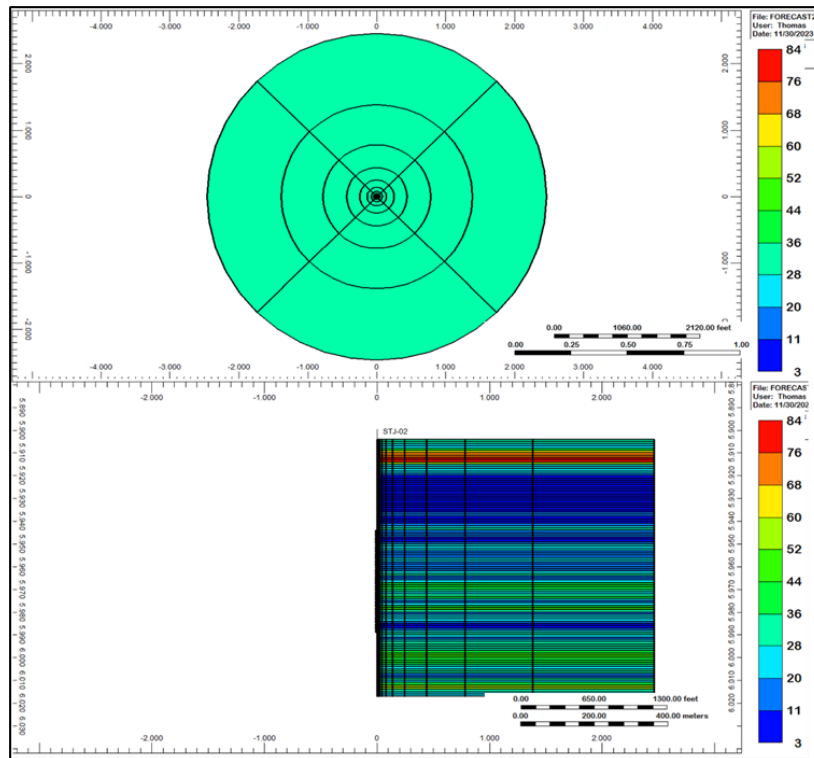
Pada **Gambar IV.22** pembagian *region* sumur “STJ-02” lapisan BRF untuk *grid* yang berwarna biru merupakan *region-1*, *grid* berwarna hijau merupakan *region-2*, *grid* berwarna kuning merupakan *region-3* dan *grid* yang berwarna merah merupakan *region-4*. Pada **Gambar IV.23** merupakan data persebaran porositas sumur “STJ-02” dan pada **Gambar IV.24** merupakan data persebaran permeabilitas Petrofisik sumur “STJ-02”, pada **Gambar IV.25** merupakan data persebaran permeabilitas PBU sumur “STJ-02”.



Gambar IV.23 Distribusi Porositas sumur “STJ-02” lapisan BRF DST#7



Gambar IV.24 Distribusi Permeabilitas Petrofisik Sumur “STJ-02” lapisan BRF DST#7



Gambar IV.25 Distribusi Permeabilitas PBU Sumur “STJ-02” lapisan BRF

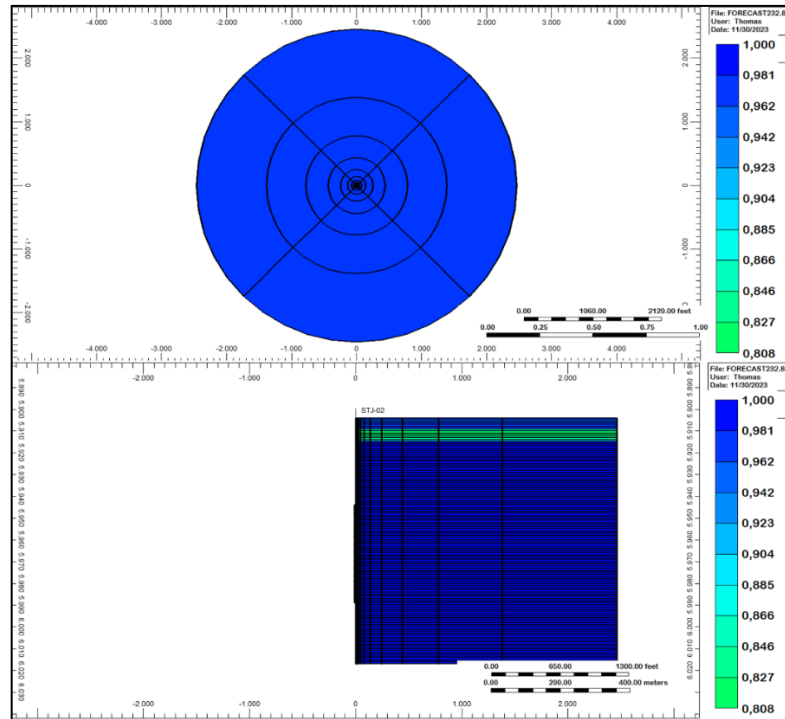
Permeabilitas PBU di dapatkan dari nilai permeabilitas petrofisika per *depth* yang di rata-ratakan dan hasil rata-rata dari permeabilitas petrofisika di kalikan sampai menyentuh nilai permeabilitas PBU, maka di dapatkan nilai permeabilitas PBU per *depth* dengan *range* nilai 3 sampai 84 md.

IV.2.2. Inisialisasi

Dalam simulasi *reservoir*, inisialisasi merupakan langkah-langkah awal yang dilakukan sebelum memulai untuk melakukan simulasi. Untuk dapat menentukan kondisi awal dan property reservoir yang akan digunakan dalam model. Inisialisasi berhubungan dengan “*in-place*” dengan volume yang mengacu pada jumlah total minyak, gas ataupun campuran keduanya yang ada dalam *reservoir* sebelum produksi dimulai. Ringkasan hasil inisialisasi dari lapangan “STJ” dapat dilihat pada **Tabel IV-15**.

Tabel IV-15 Data Originally In Place

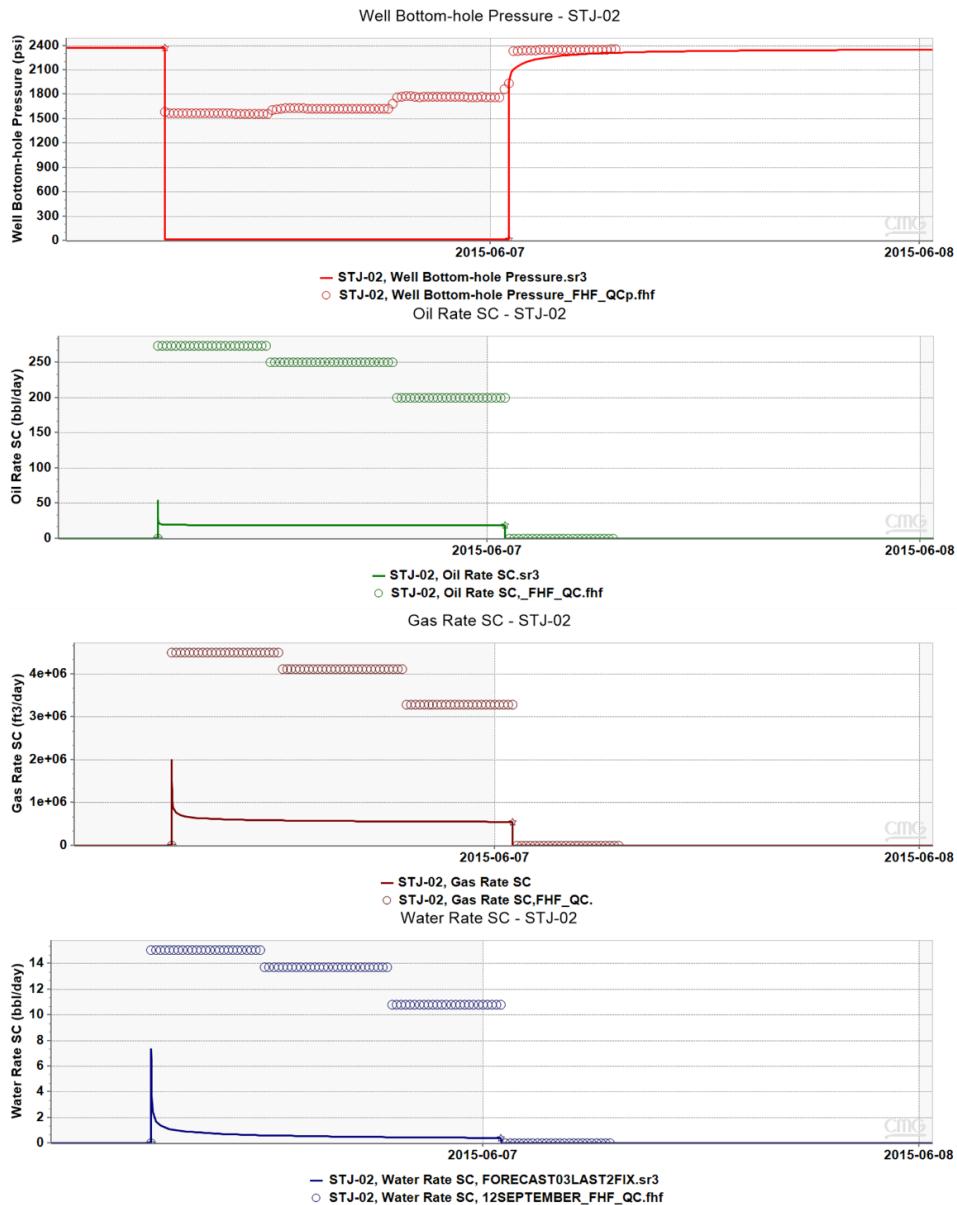
Total gas in place	SCF	1.82E+10
	BSCF	18.15



Gambar IV.26 Distribusi Sw sumur “STJ-02” lapisan BRF DST#7

IV.3. History Matching

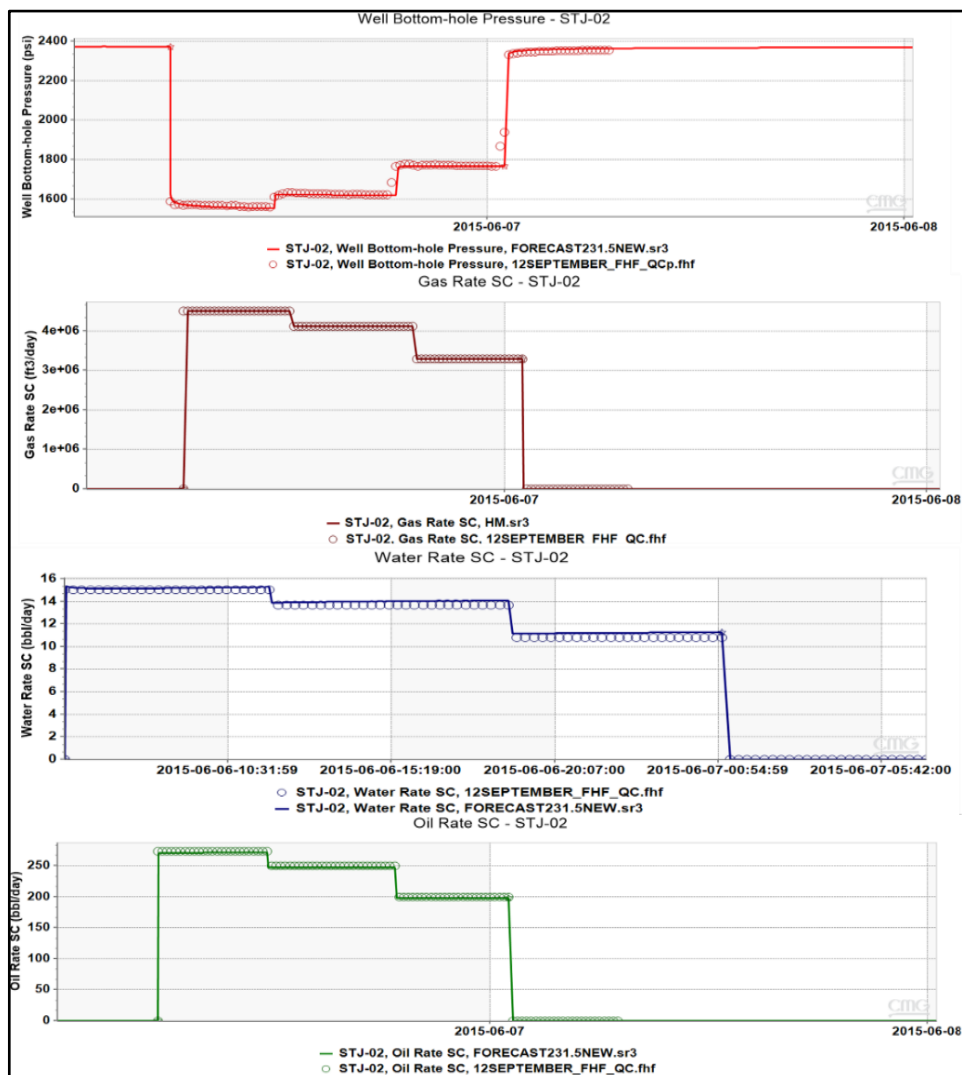
History matching (pencocokan sejarah) adalah proses dalam simulasi *reservoir*, dimana model *reservoir* yang telah dibangun dapat di perbarui dan disesuaikan dengan data lapangan yang telah tersedia. Pada penelitian kali ini proses *history matching* yang dilakukan pada Sumur “STJ-02” Lapisan BRF adalah dengan menyelaraskan antara data model dengan data *history DST (Drill Steam Test)*, dan menggunakan permeabilitas dari petrofisik yang dapat di lihat pada **Gambar IV.24**, dalam first running ini parameter yang diselaraskan adalah laju produksi, tekanan saat pembuka dan penutupan sumur. Laju produksi dan tekanan pada Sumur “STJ-02” Lapisan BRF pada *first running* pada **Gambar IV.27** yang menunjukkan laju produksi gas, oil, water dan pressure pada Sumur “STJ-02” Lapisan BRF yang belum selaras.



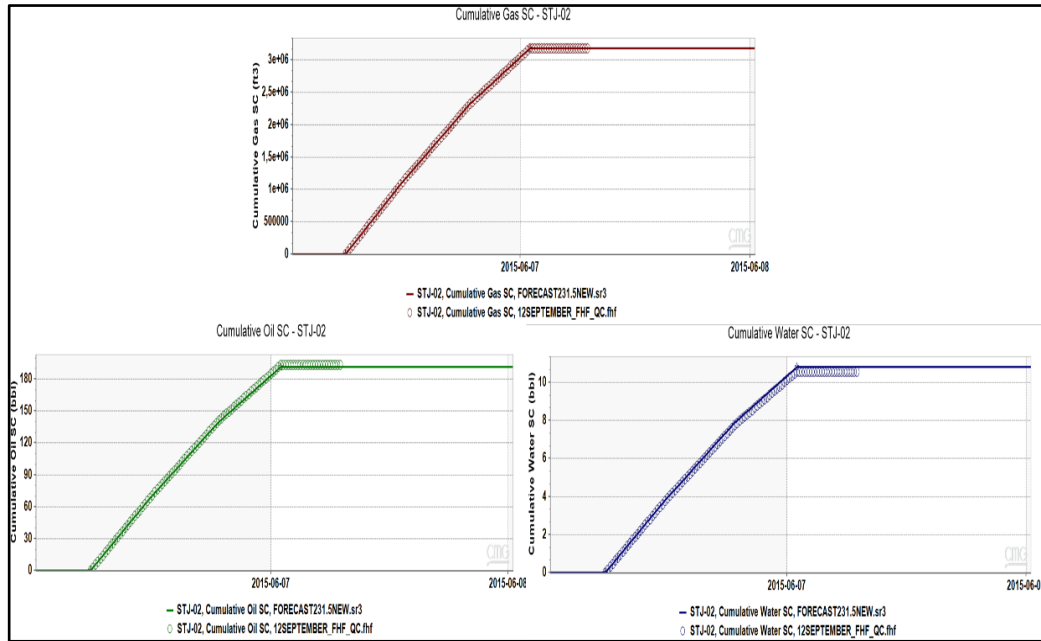
Gambar IV.27 First Running Laju Produksi Gas, Oil, Water dan Pressure pada Sumur “STJ-02” Lapisan BRF DST#7

Pada **Gambar IV.27** tersebut untuk laju produksi gas, oil, water dan pressure masih terlalu kecil maka dilakukan penggantian dari permeabiliti logging ke permeabilit PBU dapat di lihat pada **Gambar IV.25**. Hasil yang di dapat yaitu laju produksi gas sudah *matching* karena menggunakan *constraint*, sedangkan laju *condensate* nilai yang dapat di ubah adalah dengan merubah nilai CGR (*Condensate Gas Ratio*) atau dalam *software* menggunakan istilah *Rv* dengan nilai *first running* 4.8×10^{-5} dan di *matching* dengan nilai 5.9×10^{-5} bbl/ft³, sehingga dengan mengubah nilai tersebut dapat menyelaraskan antara model simulasi dengan aktulnya. Pada *pressure* parameter yang dapat diubah adalah dengan melakukan *sensitivity* nilai PI

dari 15.4 menjadi 1.9, nilai laju produksi water rate nilai yang dapat di ubah adalah dengan melakukan *sensitivity* pada kurva tekanan kapiler dapat di lihat pada **Lampiran Gambar B** sehingga dengan mengubah parameter tersebut dapat menyelaraskan nilai simulasi dengan aktualnya hingga selaras. Pada **Gambar IV.28** dapat dilihat setelah dilakukan perubahan-perubahan dari nilai-nilai yang diperbolehkan untuk dapat diubah, maka hasilnya laju produksi gas, *oil*, *water* dan *pressure* sudah selaras antara simulasi dan aktualnya.



Gambar IV.28 Penyelarasan Laju Produksi Gas, Oil, Water dan Pressure pada Sumur “STJ-02” Lapisan BRF DST#7



Gambar IV.29 Cummulative Laju Produksi Gas, Condensate dan Water

Tabel IV-16 Tabulasi Persen Error Hasil History Matching

Data	Simulation	History	%Error	TRUE
Gp	305712	305205	0.17%	1%
Np	17195.0	17289.9	0.55%	1%
Wp	1182.2	1158.8	2.02%	5%

Pada **Gambar IV.29** merupakan gambar dari *history matching cummulative gas rate, cummulative oil dan cummulative water*. Setelah berhasil melakukan *history matching*. Persen error yang didapatkan Gp 0.17%, Np 0.55% dan Wp 2.02%.

IV.4. Prediksi

Tahap akhir dilakukannya simulasi reservoir ini adalah dengan melakukan *forecasting*. *Forecasting* dalam simulasi *reservoir* adalah proses memprediksi kondisi *reservoir* di masa depan dengan berdasarkan data dan model simulasi yang telah di bangun. Prediksi atau *forecasting* pada Sumur “STJ-02” Lapisan BRF ini dilakukan dengan tujuan untuk melihat hasil prediksi dari sumur yang telah disimulasikan apakah dalam sumur gas tersebut rate nya konstan atau tidak.

IV.5. Skenario Sumur “STJ-02”

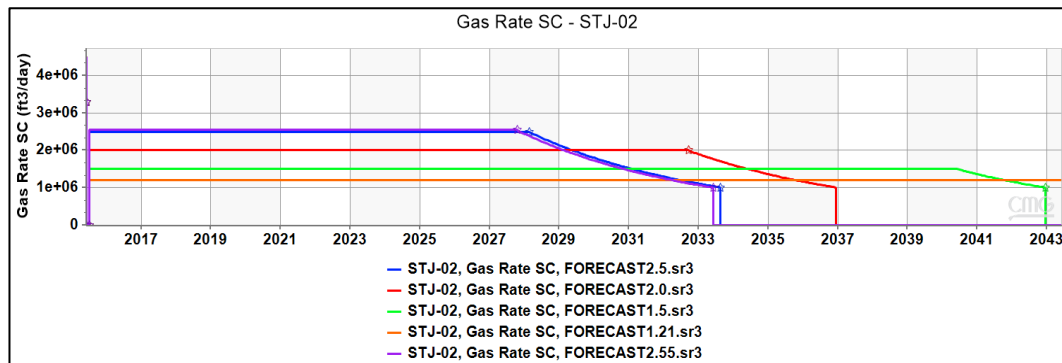
Pada Lapangan “STJ” Sumur “STJ-02” melakukan skenario dengan cara memprediksi *performance* dari *reservoir* untuk produksi yang bertujuan untuk

mengetahui perilaku *reservoir* di masa yang akan datang dengan berdasarkan skenario yang diharapkan. Masing-masing skenario yang telah disusun, kemudian akan disimulasikan dengan menggunakan *CMG IMEX 2021.10* dengan rentang mulai dari 6 Juli 2015 sampai dengan bulan Februari 2043. Skenario pengembangan pada sumur “STJ-02” lapisan BRF lapangan “STJ” dengan berbagai laju alir adalah sebagai berikut:

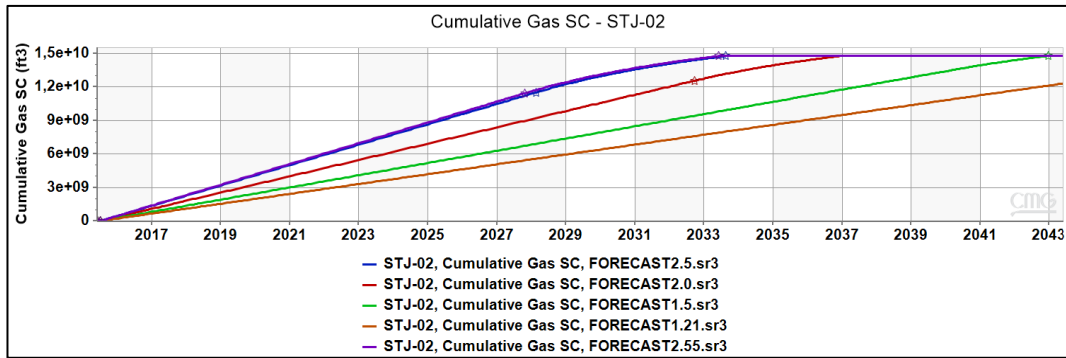
- a. Skenario 1 : Produksi sumur dengan *Q Critical* (1.21 MMSCFD)
- b. Skenario 2 : Produksi sumur dengan laju alir (1.5 MMSCFD, 2.00 MMSCFD, 2.5 MMSCFD)
- c. Skenario 3 : Produksi sumur dengan laju alir sebesar 30% AOF (2.55 MMSCFD)

Tabel IV-17 Ringkasan Hasil Skenario

Skenario		Rate (MMSCFD)	Lama <i>Plateau</i>	Gp (MMSCF)	RF (%)
Skenario 1	1. A	1.21 (<i>Qcritical</i>)	28 Tahun	12342	68.00%
Skenario 2	2. A	1.50	25 Tahun 1 Bulan	14796	81.52%
	2. B	2.00	17 Tahun 3 Bulan	14785	81.46%
	2. C	2.50	12 Tahun 6 Bulan	14776	81.41%
Skenario 3	3. B	2.55 (30% AOF)	12 Tahun 3 Bulan	14789	81.48%



Gambar IV.30 Laju Produksi Gas Skenario Pengembangan sumur “STJ-02” lapisan BRF



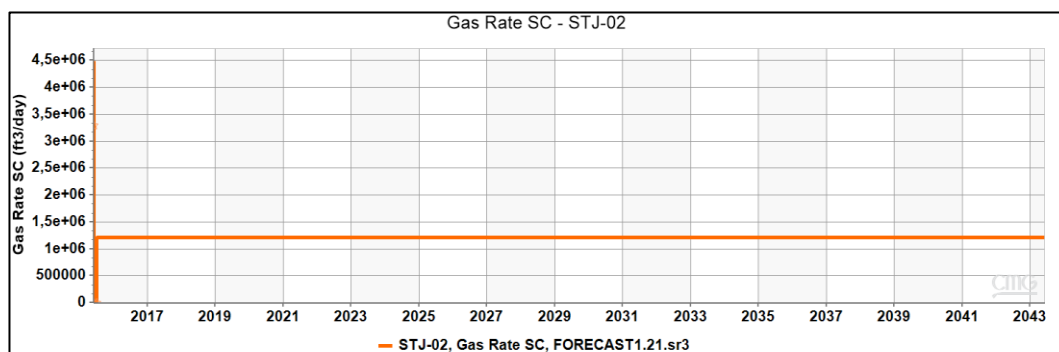
Gambar IV.31 Produksi Kumulatif Gas pada Skenario Pengembangan sumur “STJ-02” lapisan BRF

IV.5.1. Skenario I

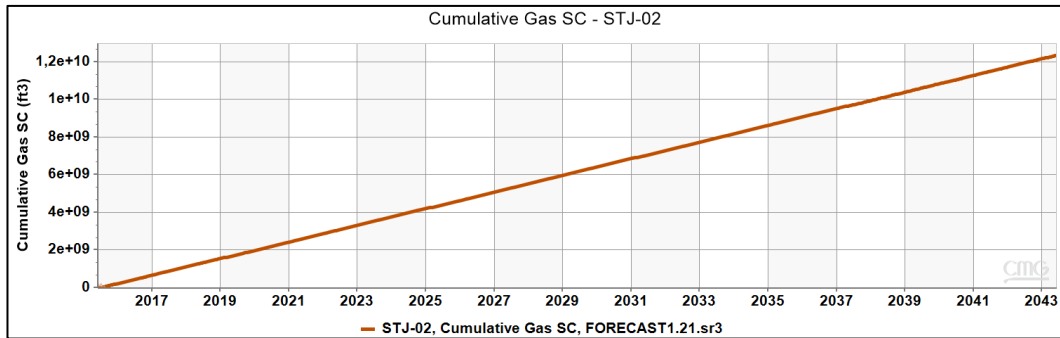
Pada penelitian ini, skenario I dengan melakukan produksi sumur dengan $Q_{Critical}$ sebesar 1.21 MMSCFD. $Q_{critical}$ dalam perencanaan dan pengelolaan *reservoir* sangat penting karena dapat memberikan indikasi apakah aliran fluida dalam *reservoir* akan mencukupi untuk menjaga produksi yang memadai. Hal ini dapat membantu dalam pengembangan strategi produksi, pengaturan sumur, dan pengambilan keputusan terkait pengembangan. Untuk ringkasan data skenario I yang lain dapat dilihat pada **Tabel IV-18** dibawah ini

Tabel IV-18 Laju Produksi dan Produksi Kumulatif pada Skenario-1 sumur “STJ-02”

Skenario		Rate (MMSCFD)	Lama <i>Plateu</i>	Gp (MMSCF)	RF (%)
Skenario 1	1. A	1.21 ($Q_{critical}$)	28 tahun	12342	68.00%



Gambar IV.32 Laju Produksi Gas pada Skenario-1 sumur “STJ-02” lapisan BRF



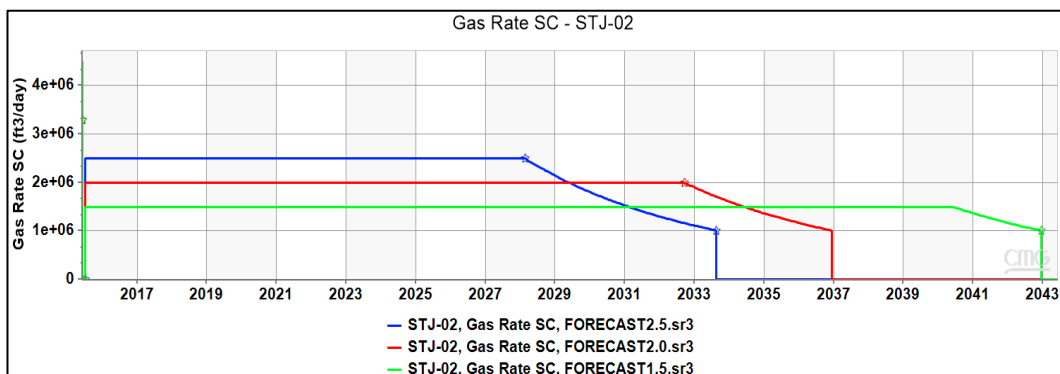
Gambar IV.33 Produksi Kumulatif Gas pada Skenario 1 sumur “STJ-02” lapisan BRF

IV.5.2. Skenario II

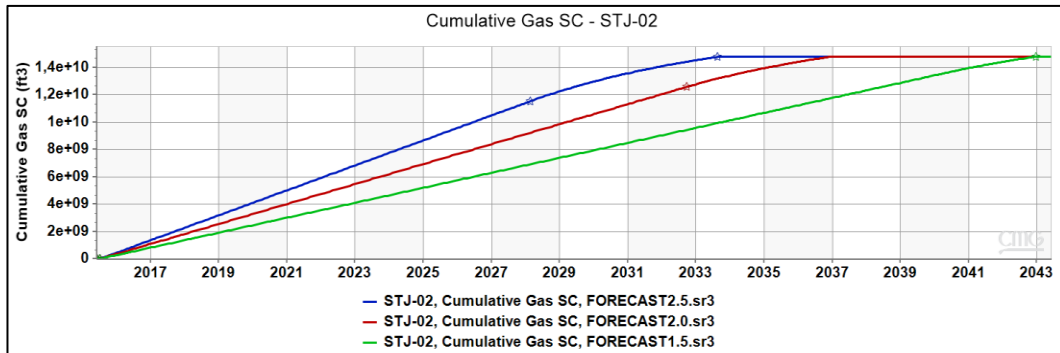
Pada skenario II ini dengan melakukan *running* dengan laju alir yang di dapatkan sebesar (1.5 MMSCFD, 2.00 MMSCFD, 2.5 MMSCFD, 2.7 MMSCFD). Ringkasan data skenario II yang lain dapat dilihat pada **Tabel IV-19** dibawah ini

Tabel IV-19 Laju Produksi dan Produksi Kumulatif pada Skenario-2 sumur “STJ-02”

Skenario	Rate (MMSCFD)	Lama <i>Plateu</i>	Gp (MMSCF)	RF (%)	
Skenario 2	2. A	1.50	25 Tahun 1 Bulan	14796	68.00%
	2. B	2.00	17 Tahun 3 Bulan	14785	81.52%
	2. C	2.50	12 Tahun 6 Bulan	14776	81.46%



Gambar IV.34 Laju Produksi Gas pada Skenario-2 sumur “STJ-02” lapisan BRF



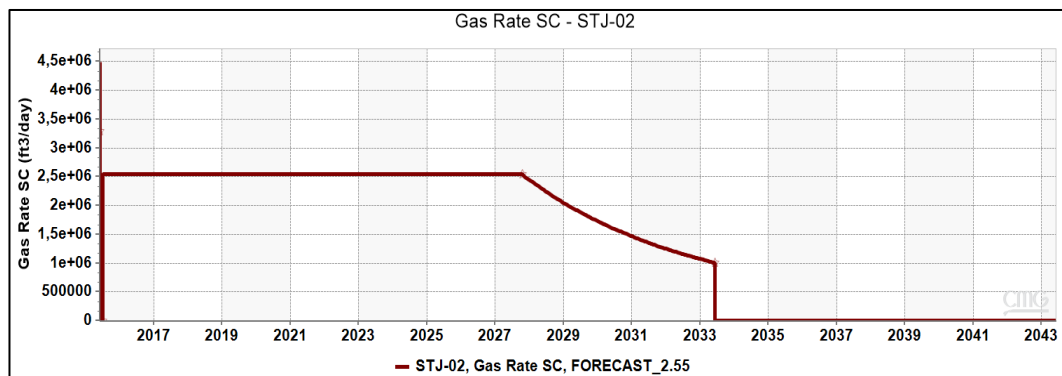
Gambar IV.35 Laju Produksi Kumulatif Gas pada Skenario-2 sumur “STJ-02” lapisan BRF

IV.5.3. Skenario III

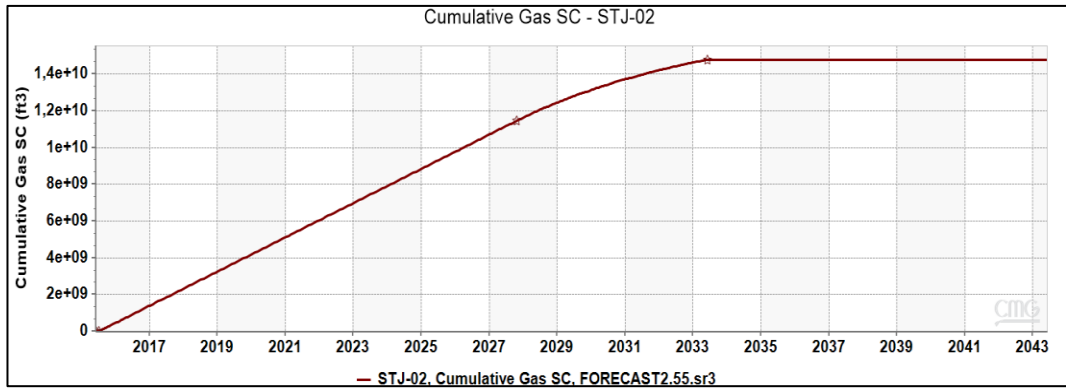
Pada skenario III dilakukan produksi sumur dengan laju alir sebesar 30% AOF. Nilai AOF di dapatkan dari analisa *Well Test* yang telah dilakukan pada sumur “STJ-02” lapisan BRF DST#7, nilai laju alir 30% AOF tersebut sebesar 2.55 MMSCFD. Untuk ringkasan data skenario III yang lain dapat dilihat pada **Tabel IV-20** dibawah ini

Tabel IV-20 Laju Produksi dan Produksi Kumulatif pada Skenario-3 sumur “STJ-02”

Skenario		Lama Plateu	Gp (MMSCF)	RF (%)
Skenario 3	2.55 (30% AOF)	12 Tahun 3 Bulan	14789	81.48%



Gambar IV.36 Laju Produksi Gas pada Skenario-3 sumur “STJ-02” lapisan BRF



Gambar IV.37 Laju Produksi Kumulatif Gas pada Skenario-3 sumur “STJ-02” lapisan BRF

BAB V PEMBAHASAN

V.1. Kesiapan Data

Lapangan “STJ” merupakan lapangan gas yang baru dieksplorasi dan memiliki 3 sumur *existing*, sumur gas “STJ-02” merupakan salah satunya. Pada sumur “STJ-02” didapatkan hasil *logging* berupa kedalaman vs permeabilitas, porositas dan saturasi air yang tertera pada **Tabel II.1** . Sumur “STJ-02” telah dilakukan uji DST#7 dengan interval 7544’ – 7613’ MD pada lapisan BRF. Selain itu, telah dilakukan nya analisa PBU sehingga mendapatkan nilai skin +21, Tekanan *Intial Pressure* 2342 Psia, temperatur 257 deg F, permeabilitas rata-rata sebesar 13.3 mD, dan re sebesar 150 ft yang tertera pada **Gambar II.9**. Dari analisa PBU juga di dapatkan bahwa *reservoir* model berupa *homogeneous reservoir model* dengan *circle faults boundary*.

Hasil uji kandungan lapisan yang dilakukan berhasil ditemukan 4.49 MMSCFPD yang tertera pada **Gambar II.8**, oleh karena itu timbullah gagasan untuk melakukan analisa DST#7 yang ada. Khususnya pada sumur gas “STJ-02” yang kemudian hasil tersebut dilakukan simulasi *single well model* untuk memprediksi laju gas untuk waktu yang akan datang

V.2. Pengolahan Data

Studi simulasi *reservoir* pada penelitian ini dikerjakan sesuai dengan diagram alir yang tertera pada **Gambar I.1** dimana tahapan yang dilakukan dengan pengumpulan data, kemudian dilakukannya simulasi *reservoir* dengan menggunakan *software CMG*.

Tahapan pertama dari simulasi *reservoir* adalah tahapan persiapan dan pengolahan data yang dimulai dengan penentuan *rock region*. Penentuan *rock region* pada penelitian ini menggunakan metode HFU. Fungsi utama dari pembagian *rock region* ini adalah untuk dapat mengelompokkan daerah-daerah di *reservoir* berdasarkan dengan propertynya. Selain itu, pembagian *rock region* juga dapat mempermudah proses inialisasi dan *history matching*. Pada lapangan “STJ” sumur “STJ-02” memiliki 4 *rock region*, dimana *rock region 1* memiliki nilai FZI

kurang dari 1.26, *rock region 2* memiliki nilai FZI antara 1.26 – 2.3, sedangkan *rock region 3* memiliki nilai FZI antara 2.3-4.35, *rock region 4* lebih dari 4.35 yang tertera pada **Tabel IV-1**.

V.3. Analisa Inisialisasi

Setelah melakukan pengolahan dan input data selesai dilakukan, Langkah selanjutnya yang dilakukan adalah dengan melakukan tahap inisialisasi yaitu dengan penyesuaian nilai OGIP hasil simulasi. Pada sumur gas “STJ-02” lapisan BRF memiliki nilai OGIP sebesar 18.15 BSCF yang tertera pada **Tabel IV-15**.

V.4. Analisa History Matching

Tahapan selanjutnya yaitu dengan melakukan *history matching*, pada penelitian ini Sumur “STJ-02” Lapangan “STJ” merupakan lapangan yang selesai di eksplorasi yang mana pada setiap sumur *existing* pada lapangan ini belum dilakukan produksi dan masih tahap *well test*, sehingga penyesuaian yang dilakukan yaitu dengan cara menyesuaikan laju alir dan tekanan yang telah tercatat pada saat pengujian sumur tersebut. Data uji sumur tersebut digunakan sebagai acuan untuk dapat mengevaluasi kesesuaian model sumur dengan kondisi aktualnya. Pada Sumur “STJ-02” *constraint* yang digunakan yaitu *gas rate*.

Pada *History matching* yaitu dilakukan penyesuaian yang berupa pressure, laju alir gas, *condensate*, *water* dan juga *pressure*. Pada **Gambar IV.27** merupakan gambar dari *first running*. Sehingga dengan kondisi laju produksi gas, *water*, *pressure* dan *oil* yang masih kurang besar, maka dilakukan perubahan permeabilitas petrofisik ke permeabilitas PBU dan juga terdapat perbedaan yang signifikan dapat mengubah beberapa parameter yaitu Untuk *pressure* parameter yang dapat diubah adalah dengan melakukan *sensitivity* nilai PI dari 15.4 menjadi 1.9, *condensate* nilai yang dapat di ubah adalah dengan merubah nilai CGR (*Condensate Gas Ratio*) atau dalam *software* menggunakan istilah *Rv* dengan nilai *first running* 4.8×10^{-5} dan di matchingkan dengan nilai 5.9×10^{-5} bbl/ft³, sehingga dengan mengubah nilai tersebut dapat menyesuaikan antara model simulasi dengan aktualnya sehingga hasilnya selaras, nilai laju produksi *water rate* nilai yang dapat di ubah adalah dengan melakukan *sensitivity* pada kurva tekanan kapiler dapat di lihat pada **Lampiran Gambar D.2** sehingga dengan mengubah parameter tersebut dapat menyesuaikan nilai simulasi dengan aktualnya hingga selaras. Hasil penyesuaian

antara data aktual dan simulasi dapat dilihat pada **Gambar IV.28**. Setelah laju produksi gas, *condensate*, *water* dan *pressure* sudah selaras, maka dari itu dapat diketahui nilai persen eror antara model simulasi dengan kondisi aktual nya yaitu pada produksi Gp sebesar 0.17%, Np sebesar 0.55% dan Wp sebesar 2.02% ringkasannya dapat dilihat pada **Tabel IV-16**. Maka, setelah dilakukannya *history matching* yang sesuai dengan kaidah *history matching*, maka dapat melakukan ke tahap selanjutnya dengan melakukan prediksi.

V.5. Prediksi

Prediksi atau *forecast* merupakan tahapan akhir dari dilakukannya simulasi reservoir. Tahapan ini bertujuan untuk memperkirakan perilaku *reservoir* dimasa yang akan datang berdasarkan kondisi yang diharapkan. Prediksi ini dilakukan dengan menerapkan beberapa skenario pengembangan lapangan.

Pada penelitian ini penulis menerapkan tiga skenario dengan perbedaan laju alir yang berbeda-beda untuk mengetahui kemampuan *Plateu* gas serta waktu yang dibutuhkan dari *Q critical* hingga ke 30% AOF. Ringkasan skenario dan kurva laju produksi gas serta kumulatif gas dapat dilihat pada **Tabel IV-17** serta dapat dilihat pada **Gambar IV.30** dan **Gambar IV.31**.

Skenario I dilakukan dengan menggunakan *Q critical* sebesar 1.21 MMSCFD. *Q critical* dalam skenario ini yaitu *Q critical* terhadap *liquid loading* adalah laju aliran kritis yang harus tercapai agar tidak terjadinya *problem liquid loading*. *Liquid loading* adalah suatu fenomena yang terjadi pada sumur gas akibat penurunan kecepatan gas yang akan menyebabkan gas tidak mampu mengangkat *liquid* ke permukaan. Pada skenario I ini melakukan *running Q critical* dengan waktu *plateu* yang di dapatkan selama 28 tahun dengan produksi kumulatif sebesar 12342 dan nilai RF sebesar 68%. Kurva skenario I dapat dilihat pada **Tabel IV.18** dan **Gambar IV.32**.

Pada skenario II ini dengan melakukan *running* 3 laju alir yaitu 2A. dengan rate 1.5 MMSCFD, 2B. dengan rate 2.00 MMSCFD, 2C. dengan rate 2.50 MMSCFD, dengan laju alir sebesar 2A. dengan rate 1.5 MMSCFD dengan waktu *plateu* yang di dapatkan selama 25 tahun 1 bulan dengan produksi kumulatif sebesar 14796 dan nilai RF sebesar 81.52%, laju alir 2B. dengan rate 2.00 MMSCFD dengan waktu

plateu yang di dapatkan selama 17 tahun 3 bulan dengan produksi kumulatif sebesar 14785 dan nilai RF sebesar 81.46%, laju alir 2C. dengan rate 2.5 MMSCFD dengan waktu *plateu* yang di dapatkan selama 12 tahun 6 bulan dengan produksi kumulatif sebesar 14776 dan nilai RF sebesar 81.41%. Dari skenario II ini dapat dilihat pada **Tabel IV.19** dan **Gambar IV.34**.

Skenario III ini dengan melakukan *running* laju alir dari nilai 30% AOF yaitu sebesar 2.55 MMSCFD. Nilai 30% AOF merupakan nilai maksimal terhadap *eroded flow*, *eroded flow* merupakan problem yang dapat merusak peralatan bawah permukaan dan di fasilitas permukaan. Nilai AOF didapatkan dari data analisa *Well Test* yang telah dilakukan pada sumur gas “STJ-02” lapisan BRF dengan nilai sebesar 8.5 MMSCFD. AOF (*Absolut Open Flow*) adalah salah satu parameter yang dihitung dari hasil analisa uji sumur, terutama pada uji sumur tekanan (*pressure test*) yang dilakukan pada sumur. Dalam uji tekanan, tekanan *reservoir* dan laju aliran fluida diukur dengan waktu-waktu yang berbeda selama pengujian itu berlangsung. Dalam analisis *reservoir*, AOF juga dapat digunakan dalam membuat model *reservoir* untuk dapat memperkirakan produksi minyak dan gas. AOF memberikan gambaran mengenai kapasitas produksi yang maksimum suatu sumur dan dapat membantu menentukan strategi produksi yang optimal untuk suatu ladang minyak ataupun gas. Pada skenario III ini didapatkan waktu *plateu* produksi konstan nya selama 12 tahun 3 bulan dengan produksi kumulatif sebesar 14789 dan nilai RF sebesar 81.48%. Dapat dilihat pada **Tabel IV.20** dan **Gambar IV .36**.

BAB VI KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian dan penulisan skripsi mengenai analisa DST#7 sumur gas “STJ-02” pada lapisan BRF lapangan “STJ” maka diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

1. Telah berhasil dilakukan History Matching terhadap data laju produksi gas, *condensate*, *water* dan *pressure*. Di dapatkan nilai kumulatif antara model simulasi dengan kondisi aktual persen eror dengan Gp sebesar 0.17%, Np sebesar 0.55% dan Wp sebesar 2.02% ,dengan melakukan *adjustment* terhadap data PI, K, PC, dan RV.
2. Pada skenario I melakukan *running* dengan laju alir $Q_{critical}$ dengan rate 1.21 MMSCFD dengan waktu *plateu* yang di dapatkan selama 28 tahun dengan produksi kumulatif sebesar 12.3 BSCF dan nilai RF sebesar 68%.
3. Pada skenario II melakukan *running* dengan laju alir sebesar 1.5 MMSCFD dengan waktu *plateu* yang di dapatkan selama 25 tahun 1 bulan dengan produksi kumulatif sebesar 14.79 BSCF dan nilai RF sebesar 81.52%, laju alir 2.00 MMSCFD dengan waktu *plateu* yang di dapatkan selama 17 tahun 3 bulan dengan produksi kumulatif sebesar 14.78 BSCF dan nilai RF sebesar 81.46%, laju alir 2.5 MMSCFD dengan waktu *plateu* yang di dapatkan selama 12 tahun 6 bulan dengan produksi kumulatif sebesar 14.77 BSCF dan nilai RF sebesar 81.41%.
4. Skenario III melakukann *running* laju alir dari nilai 30% AOF. Nilai 30% AOF sebesar 2.55 MMSCF, waktu *plateu* selama 12 tahun 3 bulan dengan Gp sebesar 14.7 BSCF dan nilai RF sebesar 81.48%.

DAFTAR RUJUKAN

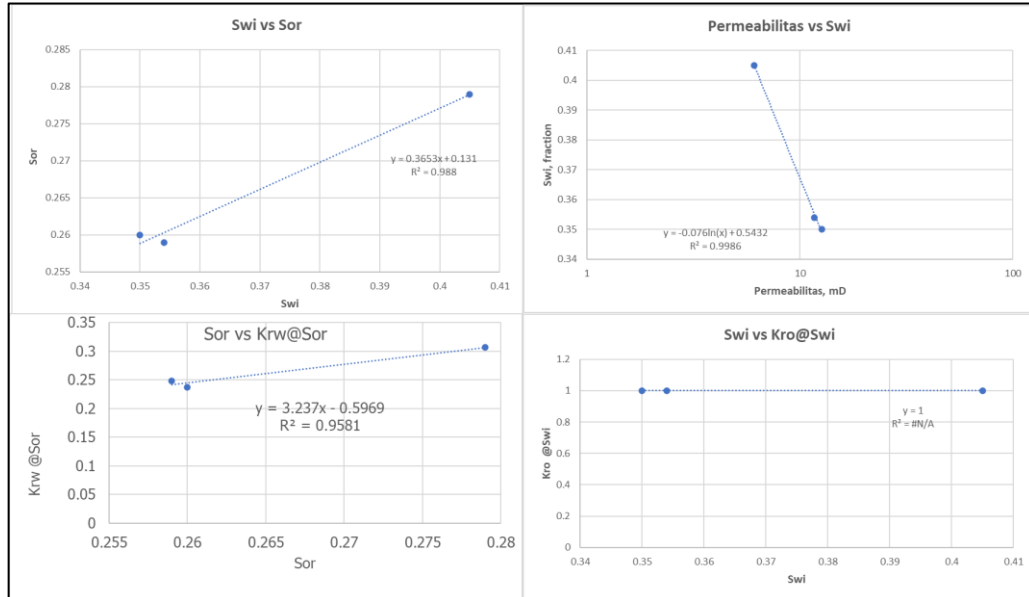
- Abdassah, D. (1993). Teknik Eksploitasi Gas Bumi. *Bandung: Jurusan Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung.*
- Ahmed, T. (2018). *Reservoir engineering handbook*. Gulf professional publishing.
- Amyx, J. W., Bass Jr, D. M., & Whiting, R. L. (1960). Petroleum reservoir engineering: physical properties.
- Pamungkas, J. (2011). *Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir*. Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Pembangunan Nasional" Veteran Yogyakarta
- Rukmana, D., Kristanto, D., & Cahyoko Aji, V. D. C. (2012). *Teknik Reservoir: Teori dan Aplikasi*. Sadan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BPMIGAS)
- Suranto, S. (2009). *Perkiraan Produksi Minyak Sumuran Dengan Simulasi" Single Well Model"*.
- Crichlow, H.B., “*Modern Reservoir Engineering A Simulation Approach*”, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1977
- Laboratorium POD (2023), *Well File Sumur Gas “STJ-02”*

LAMPIRAN

Tabel A.2 Denormalisasi Permeabilitas Relatif Air-Minyak

Sw*	Kro*	Krw*	Sw	Kro	Krw
0	1.000	0.000	0.368	1.000	0.000
0.05	0.658	0.031	0.399	0.658	0.008
0.1	0.446	0.062	0.430	0.446	0.016
0.15	0.314	0.095	0.461	0.314	0.024
0.2	0.231	0.131	0.492	0.231	0.033
0.25	0.176	0.168	0.523	0.176	0.043
0.3	0.136	0.206	0.554	0.136	0.053
0.35	0.103	0.247	0.584	0.103	0.063
0.4	0.075	0.289	0.615	0.075	0.074
0.45	0.052	0.334	0.646	0.052	0.085
0.5	0.034	0.380	0.677	0.034	0.097
0.55	0.021	0.428	0.708	0.021	0.109
0.6	0.013	0.478	0.739	0.013	0.122
0.65	0.010	0.531	0.770	0.010	0.136
0.7	0.010	0.587	0.801	0.010	0.150
0.75	0.011	0.645	0.831	0.011	0.165
0.8	0.010	0.707	0.862	0.010	0.181
0.85	0.005	0.773	0.893	0.005	0.198
0.9	0.000	0.844	0.924	0.000	0.216
0.95	0.000	0.919	0.955	0.000	0.235
1	0.000	1.000	0.986	0.000	0.255

Tabel A-3 Metode Korelasi Permeabilitas Relatif Sistem Air-Minyak



Tabel A- 4 Hasil Perhitungan Permeabilitas Relatif Sistem Air-Minyak Region 1

Sw*	Kro*	Krw*	Sw*	Kro*	Krw*
0	1.000	0.000	0.827	1.000	0.000
0.05	0.658	0.031	0.836	0.658	0.025
0.1	0.446	0.062	0.844	0.446	0.050
0.15	0.314	0.095	0.853	0.314	0.077
0.2	0.231	0.131	0.862	0.231	0.105
0.25	0.176	0.168	0.870	0.176	0.135
0.3	0.136	0.206	0.879	0.136	0.166
0.35	0.103	0.247	0.888	0.103	0.199
0.4	0.075	0.289	0.896	0.075	0.233
0.45	0.052	0.334	0.905	0.052	0.269
0.5	0.034	0.380	0.914	0.034	0.306
0.55	0.021	0.428	0.922	0.021	0.344
0.6	0.013	0.478	0.931	0.013	0.385
0.65	0.010	0.531	0.939	0.010	0.427
0.7	0.010	0.587	0.948	0.010	0.472
0.75	0.011	0.645	0.957	0.011	0.520
0.8	0.010	0.707	0.965	0.010	0.570
0.85	0.005	0.773	0.974	0.005	0.623
0.9	0.000	0.844	0.983	0.000	0.679
0.95	0.000	0.919	0.991	0.000	0.740
1	0.000	1.000	1.000	0.000	0.805

Tabel A- 5 Hasil Perhitungan Permeabilitas Relatif Sistem Air-Minyak Region 2

Sw*	Kro*	Krw*	Sw*	Kro*	Krw*
0	1.000	0.000	0.649	1.000	0.000
0.05	0.658	0.031	0.666	0.658	0.018
0.1	0.446	0.062	0.684	0.446	0.037
0.15	0.314	0.095	0.701	0.314	0.057
0.2	0.231	0.131	0.719	0.231	0.078
0.25	0.176	0.168	0.737	0.176	0.100
0.3	0.136	0.206	0.754	0.136	0.123
0.35	0.103	0.247	0.772	0.103	0.147
0.4	0.075	0.289	0.789	0.075	0.172
0.45	0.052	0.334	0.807	0.052	0.198
0.5	0.034	0.380	0.824	0.034	0.226
0.55	0.021	0.428	0.842	0.021	0.254
0.6	0.013	0.478	0.860	0.013	0.284
0.65	0.010	0.531	0.877	0.010	0.316
0.7	0.010	0.587	0.895	0.010	0.349
0.75	0.011	0.645	0.912	0.011	0.384
0.8	0.010	0.707	0.930	0.010	0.420
0.85	0.005	0.773	0.947	0.005	0.460
0.9	0.000	0.844	0.965	0.000	0.501
0.95	0.000	0.919	0.982	0.000	0.546
1	0.000	1.000	1.000	0.000	0.594

Tabel A-6 Hasil Perhitungan Permeabilitas Relatif Sistem Air-Minyak Region 3

Sw*	Kro*	Krw*	Sw*	Kro*	Krw*
0	1.000	0.000	0.501	1.000	0.000
0.05	0.658	0.031	0.510	0.658	0.013
0.1	0.446	0.062	0.520	0.446	0.026
0.15	0.314	0.095	0.529	0.314	0.040
0.2	0.231	0.131	0.538	0.231	0.055
0.25	0.176	0.168	0.547	0.176	0.070
0.3	0.136	0.206	0.557	0.136	0.087
0.35	0.103	0.247	0.566	0.103	0.104
0.4	0.075	0.289	0.575	0.075	0.121
0.45	0.052	0.334	0.584	0.052	0.140
0.5	0.034	0.380	0.594	0.034	0.159
0.55	0.021	0.428	0.603	0.021	0.180
0.6	0.013	0.478	0.612	0.013	0.201
0.65	0.010	0.531	0.621	0.010	0.223
0.7	0.010	0.587	0.630	0.010	0.246
0.75	0.011	0.645	0.640	0.011	0.271
0.8	0.010	0.707	0.649	0.010	0.297
0.85	0.005	0.773	0.658	0.005	0.325
0.9	0.000	0.844	0.667	0.000	0.354
0.95	0.000	0.919	0.677	0.000	0.386
1	0.000	1.000	0.686	0.000	0.420

Tabel A-7 Hasil Perhitungan Permeabilitas Relatif Sistem Air-Minyak Region 4

Sw*	Kro*	Krw*	Sw*	Kro*	Krw*
0	1.000	0.000	0.478	1.000	0.000
0.05	0.537	0.031	0.489	0.537	0.012
0.1	0.426	0.062	0.500	0.426	0.024
0.15	0.332	0.095	0.510	0.332	0.037
0.2	0.254	0.131	0.521	0.254	0.051
0.25	0.190	0.168	0.532	0.190	0.066
0.3	0.139	0.206	0.543	0.139	0.081
0.35	0.099	0.247	0.554	0.099	0.097
0.4	0.069	0.289	0.564	0.069	0.114
0.45	0.046	0.334	0.575	0.046	0.131
0.5	0.030	0.380	0.586	0.030	0.149
0.55	0.019	0.428	0.597	0.019	0.168
0.6	0.013	0.478	0.608	0.013	0.188
0.65	0.009	0.531	0.619	0.009	0.208
0.7	0.008	0.587	0.629	0.008	0.230
0.75	0.008	0.645	0.640	0.008	0.253
0.8	0.007	0.707	0.651	0.007	0.277
0.85	0.007	0.773	0.662	0.007	0.303
0.9	0.005	0.844	0.673	0.005	0.331
0.95	0.002	0.919	0.684	0.002	0.360
1	0.000	1.000	0.694	0.000	0.392

Tabel A-8 Data Normalisasi Permeabilitas Relatif Sistem Gas-Minyak

Normalisasi	Sg*	Krg*	Kro*
230	0.000	0.000	1.000
	0.162	0.048	0.604
	0.358	0.111	0.337
	0.474	0.181	0.224
	0.599	0.282	0.124
	0.747	0.485	0.046
	0.891	0.735	0.013
	0.957	0.887	0.004
	1.000	1.000	0.000
306	0.000	0.000	1.000
	0.140	0.039	0.628
	0.211	0.079	0.441
	0.334	0.159	0.244
	0.434	0.224	0.133
	0.557	0.326	0.062
	0.754	0.550	0.015
	0.904	0.789	0.004
	1.000	1.000	0.000
307	0.000	0.000	1.000
	0.172	0.077	0.631
	0.265	0.134	0.436
	0.341	0.182	0.325
	0.489	0.278	0.153
	0.622	0.401	0.067
	0.742	0.546	0.022
	0.902	0.814	0.004
	1.000	1.000	0.000

Tabel A-9 Data De-normalisasi Permeabilitas Relatif Sistem Gas-Minyak

Sg*	Kro*	Krg*	Sg	Krg	Kro
0	0.9911	0.001	0.000	0.000	0.991
0.05	0.776934	0.004612	0.034	0.002	0.777
0.1	0.61216	0.009837	0.068	0.004	0.612
0.15	0.485411	0.017301	0.101	0.007	0.485
0.2	0.387426	0.027612	0.135	0.011	0.387
0.25	0.310827	0.041357	0.169	0.017	0.311
0.3	0.249913	0.059105	0.203	0.024	0.250
0.35	0.200443	0.081402	0.237	0.033	0.200
0.4	0.15942	0.108776	0.271	0.045	0.159
0.45	0.124877	0.141736	0.304	0.058	0.125
0.5	0.095666	0.180769	0.338	0.074	0.096
0.55	0.071237	0.226343	0.372	0.093	0.071
0.6	0.05143	0.278908	0.406	0.114	0.051
0.65	0.036259	0.338891	0.440	0.139	0.036
0.7	0.025694	0.406701	0.474	0.167	0.026
0.75	0.019452	0.482726	0.507	0.198	0.019
0.8	0.016777	0.567336	0.541	0.233	0.017
0.85	0.01623	0.660879	0.575	0.271	0.016
0.9	0.015474	0.763685	0.609	0.313	0.015
0.95	0.011057	0.876062	0.643	0.359	0.011
1	0	0.9983	0.676	0.410	0.000

**Tabel A-10 Hasil Perhitungan Permeabilitas Relatif Sistem Minyak-Gas
Region 1**

Sg*	Kro*	Krg*			Sg	Krg	Kro
0	0.9971	0			0.000	0.000	0.997
0.05	0.794687356	0.00484958			0.036	0.002	0.795
0.1	0.627914	0.02011424			0.073	0.010	0.628
0.15	0.491923381	0.04330561			0.109	0.022	0.492
0.2	0.3822344	0.07309904			0.146	0.037	0.382
0.25	0.294741406	0.10833359			0.182	0.054	0.295
0.3	0.2257142	0.14801204			0.218	0.074	0.226
0.35	0.171798031	0.19130086			0.255	0.096	0.172
0.4	0.1300136	0.23753024			0.291	0.119	0.130
0.45	0.097757056	0.28619408			0.327	0.144	0.098
0.5	0.0728	0.33695			0.364	0.169	0.073
0.55	0.053289481	0.38961931			0.400	0.196	0.053
0.6	0.037748	0.44418704			0.437	0.223	0.038
0.65	0.025073506	0.50080193			0.473	0.252	0.025
0.7	0.0145394	0.55977644			0.509	0.281	0.015
0.75	0.005794531	0.62158672			0.546	0.312	0.006
0.8	0	0.68687264			0.582	0.345	0.000
0.85	0	0.75643778			0.618	0.380	0.000
0.9	0	0.83124944			0.655	0.418	0.000
0.95	0	0.91243861			0.691	0.459	0.000
1	0	1.0013			0.728	0.503	0.000

**Tabel A- 11 Hasil Perhitungan Permeabilitas Relatif Sistem Minyak-Gas
Region 2**

Sg*	Kro*	Krg*			Sg	Krg	Kro
0	0.9971	0			0.000	0.000	0.997
0.05	0.794687356	0.00484958			0.036	0.002	0.795
0.1	0.627914	0.02011424			0.072	0.010	0.628
0.15	0.491923381	0.04330561			0.108	0.022	0.492
0.2	0.3822344	0.07309904			0.144	0.037	0.382
0.25	0.294741406	0.10833359			0.180	0.054	0.295
0.3	0.2257142	0.14801204			0.216	0.074	0.226
0.35	0.171798031	0.19130086			0.252	0.096	0.172
0.4	0.1300136	0.23753024			0.288	0.119	0.130
0.45	0.097757056	0.28619408			0.324	0.143	0.098
0.5	0.0728	0.33695			0.360	0.169	0.073
0.55	0.053289481	0.38961931			0.396	0.195	0.053
0.6	0.037748	0.44418704			0.432	0.222	0.038
0.65	0.025073506	0.50080193			0.468	0.251	0.025
0.7	0.0145394	0.55977644			0.504	0.280	0.015
0.75	0.005794531	0.62158672			0.540	0.311	0.006
0.8	0	0.68687264			0.577	0.344	0.000
0.85	0	0.75643778			0.613	0.379	0.000
0.9	0	0.83124944			0.649	0.416	0.000
0.95	0	0.91243861			0.685	0.457	0.000
1	0	1.0013			0.721	0.502	0.000

**Tabel A-12 Hasil Perhitungan Permeabilitas Relatif Sistem Minyak-Gas
Region 3**

Sg*	Kro*	Krg*			Sg	Krg	Kro
0	0.9971	0			0.000	0.000	0.997
0.05	0.794687356	0.00484958			0.036	0.002	0.795
0.1	0.627914	0.02011424			0.072	0.010	0.628
0.15	0.491923381	0.04330561			0.108	0.022	0.492
0.2	0.3822344	0.07309904			0.144	0.037	0.382
0.25	0.294741406	0.10833359			0.180	0.054	0.295
0.3	0.2257142	0.14801204			0.216	0.074	0.226
0.35	0.171798031	0.19130086			0.252	0.096	0.172
0.4	0.1300136	0.23753024			0.288	0.119	0.130
0.45	0.097757056	0.28619408			0.324	0.143	0.098
0.5	0.0728	0.33695			0.360	0.169	0.073
0.55	0.053289481	0.38961931			0.396	0.195	0.053
0.6	0.037748	0.44418704			0.432	0.222	0.038
0.65	0.025073506	0.50080193			0.468	0.251	0.025
0.7	0.0145394	0.55977644			0.504	0.280	0.015
0.75	0.005794531	0.62158672			0.540	0.311	0.006
0.8	0	0.68687264			0.576	0.344	0.000
0.85	0	0.75643778			0.613	0.379	0.000
0.9	0	0.83124944			0.649	0.416	0.000
0.95	0	0.91243861			0.685	0.457	0.000
1	0	1.0013			0.721	0.502	0.000

**Tabel A-13 Hasil Perhitungan Permeabilitas Relatif Sistem Minyak-Gas
Region 4**

Sg*	Kro*	Krg*			Sg	Krg	Kro
0	0.9971	0			0.000	0.000	0.997
0.05	0.794687356	0.00484958			0.036	0.002	0.795
0.1	0.627914	0.02011424			0.071	0.010	0.628
0.15	0.491923381	0.04330561			0.107	0.022	0.492
0.2	0.3822344	0.07309904			0.143	0.037	0.382
0.25	0.294741406	0.10833359			0.179	0.054	0.295
0.3	0.2257142	0.14801204			0.214	0.074	0.226
0.35	0.171798031	0.19130086			0.250	0.096	0.172
0.4	0.1300136	0.23753024			0.286	0.119	0.130
0.45	0.097757056	0.28619408			0.321	0.143	0.098
0.5	0.0728	0.33695			0.357	0.168	0.073
0.55	0.053289481	0.38961931			0.393	0.195	0.053
0.6	0.037748	0.44418704			0.429	0.222	0.038
0.65	0.025073506	0.50080193			0.464	0.250	0.025
0.7	0.0145394	0.55977644			0.500	0.280	0.015
0.75	0.005794531	0.62158672			0.536	0.310	0.006
0.8	0	0.68687264			0.571	0.343	0.000
0.85	0	0.75643778			0.607	0.378	0.000
0.9	0	0.83124944			0.643	0.415	0.000
0.95	0	0.91243861			0.678	0.456	0.000
1	0	1.0013			0.714	0.500	0.000

Tabel A- 14 Normalisasi Tekanan Kapiler

No	Sw	Pc (Lab)	Pc (Res)	J(Sw)	Sw*
111	1.0000	0	0		
	1.0000	2	1.3888889	0.03	1.00
	1.0000	4	2.7777778	0.07	1.00
	1.0000	8	5.5555556	0.13	1.00
	1.0000	15	10.416667	0.25	1.00
	0.9445	35	24.305556	0.58	0.50
	0.9074	75	52.083333	1.24	0.17
	0.8889	200	138.88889		
217	1.0000	0	0		
	1.0000	2	1.3888889	0.02	1.00
	1.0000	4	2.7777778	0.05	1.00
	1.0000	8	5.5555556	0.09	1.00
	1.0000	15	10.416667	0.17	1.00
	1.0000	35	24.305556	0.41	1.00
	0.9406	75	52.083333	0.87	0.43
	0.8960	200	138.88889		
218	1.0000	0	0		
	1.0000	2	1.3888889	0.04	1.00
	1.0000	4	2.7777778	0.07	1.00
	1.0000	8	5.5555556	0.14	1.00
	1.0000	15	10.416667	0.27	1.00
	0.9464	35	24.305556	0.62	0.53
	0.9000	75	52.083333	1.34	0.13
	0.8858	200	138.88889		
317	1.0000	0	0		
	1.0000	2	1.3888889	0.04	1.00
	1.0000	4	2.7777778	0.08	1.00
	1.0000	8	5.5555556	0.15	1.00
	1.0000	15	10.416667	0.29	1.00
	0.9471	35	24.305556	0.67	0.57
	0.9118	75	52.083333	1.43	0.29
	0.8765	200	138.88889		

Tabel A-15 Data Denormalisasi Tekanan Kapiler Region 1

Sw*	J(Sw)*	Pc Res	Denorm Sw
0	51.59716	5102.73	0.825
0.05	13.7011	1354.98	0.834
0.1	6.308017	623.84	0.843
0.15	3.638187	359.80	0.851
0.2	2.374085	234.79	0.860
0.25	1.67503	165.65	0.869
0.3	1.247249	123.35	0.878
0.35	0.966084	95.54	0.886
0.4	0.771187	76.27	0.895
0.45	0.630414	62.35	0.904
0.5	0.525341	51.95	0.913
0.55	0.444787	43.99	0.921
0.6	0.381639	37.74	0.930
0.65	0.331194	32.75	0.939
0.7	0.290244	28.70	0.948
0.75	0.256534	25.37	0.956
0.8	0.228443	22.59	0.965
0.85	0.204781	20.25	0.974
0.9	0.184659	18.26	0.983
0.95	0.1674	16.56	0.991
1	0	0.00	1.000

Tabel A-16 Data Denormalisasi Tekanan Kapiler Region 2

Sw*	J(Sw)*		Pc Res	Denorm Sw
0	10.28397		1017.04	0.659
0.05	3.53896		349.99	0.676
0.1	1.896143		187.52	0.693
0.15	1.217841		120.44	0.710
0.2	0.863865		85.43	0.727
0.25	0.652508		64.53	0.744
0.3	0.514701		50.90	0.761
0.35	0.419088		41.45	0.778
0.4	0.349608		34.57	0.795
0.45	0.297277		29.40	0.812
0.5	0.256719		25.39	0.829
0.55	0.224544		22.21	0.846
0.6	0.198519		19.63	0.863
0.65	0.177121		17.52	0.881
0.7	0.159278		15.75	0.898
0.75	0.144218		14.26	0.915
0.8	0.131371		12.99	0.932
0.85	0.120309		11.90	0.949
0.9	0.110703		10.95	0.966
0.95	0.1023		10.12	0.983
1	0		0.00	1.000

Tabel A-17 Data Denormalisasi Tekanan Kapiler Region 3

Sw*	J(Sw)*		Pc Res	Denorm Sw
0	249.5535		24679.75	0.521
0.05	40.17443		3973.07	0.545
0.1	13.80223		1364.98	0.569
0.15	6.467488		639.61	0.593
0.2	3.592343		355.27	0.617
0.25	2.221955		219.74	0.641
0.3	1.480234		146.39	0.665
0.35	1.04117		102.97	0.689
0.4	0.763369		75.49	0.712
0.45	0.578314		57.19	0.736
0.5	0.449877		44.49	0.760
0.55	0.357702		35.38	0.784
0.6	0.289683		28.65	0.808
0.65	0.238296		23.57	0.832
0.7	0.198684		19.65	0.856
0.75	0.167613		16.58	0.880
0.8	0.142867		14.13	0.904
0.85	0.122891		12.15	0.928
0.9	0.106573		10.54	0.952
0.95	0.0931		9.21	0.976
1	0		0.00	1.000

Tabel A-18 Data Denormalisasi Tekanan Kapiler Region 4

Sw*	J(Sw)*		Pc Res	Denorm Sw
0	11.69923		1157.00	0.499
0.05	4.062425		401.76	0.524
0.1	2.188115		216.39	0.549
0.15	1.410632		139.51	0.574
0.2	1.003527		99.24	0.599
0.25	0.759798		75.14	0.624
0.3	0.600534		59.39	0.649
0.35	0.489826		48.44	0.674
0.4	0.409245		40.47	0.699
0.45	0.348463		34.46	0.724
0.5	0.301295		29.80	0.750
0.55	0.263831		26.09	0.775
0.6	0.233496		23.09	0.800
0.65	0.208529		20.62	0.825
0.7	0.18769		18.56	0.850
0.75	0.170087		16.82	0.875
0.8	0.155057		15.33	0.900
0.85	0.142106		14.05	0.925
0.9	0.130852		12.94	0.950
0.95	0.121		11.97	0.975
1	0		0.00	1.000

Lampiran B
Data HM

Gambar B.1 Data PC Sumur “STJ-02”

Pc Res	Pc Res Matching
495.3348	57.85
171.9994	20.088
92.64282	10.8195
59.72488	6.9755
42.48842	4.962
32.16918	3.757
25.42607	2.9695
20.73879	2.422
17.32705	2.0235
14.75363	1.723
12.75656	1.49
11.17039	1.3045
9.886015	1.1545
8.828917	1.031
7.94664	0.928
7.201313	0.841
6.564985	0.7665
6.016625	0.7025
5.540141	0.647
5.123032	0.5985
0	0