

**PERENCANAAN PENAMBAHAN DAN *FORECASTING* SUMUR *INFILL*
PADA LAPANGAN “HRD” METODE *DECLINE CURVE ANALYSIS*
MENGUNAKAN *OILFIELD MANAGER SOFTWARE***

SKRIPSI



OLEH:

CLAUDIA DIAH UNTARI HARDI

113170052

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

2021

**PERENCANAAN PENAMBAHAN DAN *FORECASTING* SUMUR *INFILL*
PADA LAPANGAN “HRD” METODE *DECLINE CURVE ANALYSIS*
MENGUNAKAN *OILFIELD MANAGER SOFTWARE***

SKRIPSI

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat
Meraih Gelar Sarjana Teknik di Jurusan Teknik Perminyakan
Fakultas Teknologi Mineral
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta



OLEH:

CLAUDIA DIAH UNTARI HARDI

113170052

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

2021

**PERENCANAAN PENAMBAHAN DAN *FORECASTING* SUMUR *INFILL*
PADA LAPANGAN “HRD” METODE *DECLINE CURVE ANALYSIS*
MENGUNAKAN *OILFIELD MANAGER SOFTWARE***

SKRIPSI



Disetujui untuk Jurusan Teknik Perminyakan,
Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran”
Yogyakarta,
Oleh Dosen Pembimbing:

Pembimbing I

Hariyadi, ST., MT
NIP. 2 7211 97 0158 1

Pembimbing II

Mia Ferian Helmy, ST., MT
NIP. 19831020 2019032012

PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Saya yang bertandatangan di bawah ini menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi skripsi ini yang berjudul “**PERENCANAAN PENAMBAHAN DAN FORECASTING SUMUR INFILL PADA LAPANGAN “HRD” METODE DECLINE CURVE ANALYSIS MENGGUNAKAN OILFIELD MANAGER SOFTWARE**” adalah asli karya ilmiah saya, dan saya menyatakan bahwa dalam rangka menyusun, berkonsultasi dengan dosen pembimbing hingga menyelesaikan skripsi ini tidak pernah melakukan penjiplakan (plagiasi) terhadap karya orang atau pihak lain baik karya lisan maupun tulisan, baik sengaja maupun tidak disengaja.

Saya menyatakan bahwa apabila dikemudian hari terbukti bahwa skripsi saya ini mengandung unsur penjiplakan (plagiasi) dari karya orang atau pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, di luar tanggung jawab Dosen Pembimbing saya. Oleh karenanya saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan/dicabut gelar kesarjanaan saya oleh otoritas/Rektor Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

Demikian pernyataan ini saya buat. Terima kasih

Yogyakarta, September 2021

Yang menyatakan

Claudia Diah Untari Hardi

No.Telepon/HP : +6282116161734
Alamat email : clawdiahardi@gmail.com
Nama dan Alamat Orang Tua : Yusak Kuntardi
Kaliwesi RT 01 RW 03, Ngareanak, Kec.
Singorojo, Kab. Kendal, Jawa Tengah

HALAMAN PERSEMBAHAN

Saya persembahkan skripsi ini khusus untuk :

Tuhan Yesus Kristus yang senantiasa membimbing, memberikan berkat serta rahmat-Nya, kesehatan dan kekuatan sehingga saya dapat menyelesaikan skripsi ini.

Orang tua, adik – adik, dan seluruh keluarga besar saya yang selalu memberikan dorongan, semangat dan doa yang tidak henti-hentinya.

Dosen pembimbing, pembimbing lapangan dan semua pihak yang membantu dalam pengerjaan skripsi saya ini.

Teman – teman seperjuangan (brogly, gacuma buat Netflix, foto, hypermart, mpc line), Mark Lee dan 22NCT, Bang Ferdi, Mas Eko, dan seluruh angkatan 2017 (Petronius) yang selalu memberikan bantuan.

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kehadiran Tuhan YME atas segala berkat rahmat-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan skripsi ini. Penulis mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah memberikan dukungan baik secara moral maupun material, sehingga penyusunan skripsi ini dapat selesai dengan baik.

1. Dr. Mohammad Irhas Effendi., M.S. selaku Rektor UPN “Veteran” Yogyakarta.
2. Dr. Ir. Sutarto, MT. selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral UPN “Veteran” Yogyakarta.
3. Dr. Boni Swadesi, S.T., M.T., selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta
4. Hariyadi, S.T., M.T., selaku Koordinator Program Studi Program Sarjana Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta dan selaku Dosen Pembimbing I.
5. M. Th. Kristiati EA, S.T., M.T. selaku Sekretaris Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta.
6. Mia Ferian Helmy, S.T., M.T., selaku Dosen Pembimbing II.
7. Mas Ulda Aryatama Purwita selaku Pembimbing Lapangan Pertamina EP *Asset 4 Field Cepu*.
8. Kedua orang tua dan keluarga yang selalu mendukung.
9. Rekan-rekan Angkatan 2017 (Petronius) dan semua teman terdekat saya.

Penulis menyadari bahwa dalam penulisan ini masih terdapat kekurangan dan belum sempurna, oleh karena itu penulis mengharapkan kritik dan saran yang sifatnya membangun guna peningkatan kualitas dari skripsi ini di masa yang akan datang.

Yogyakarta, September 2021

Claudia Diah Untari Hardi

RINGKASAN

Berdasarkan data produksi *actual* yang ada, Lapangan “HRD” memiliki nilai kumulatif produksi sebesar 0,53 MMSTB dengan *recovery factor* sebesar 1,8%. Dilihat dari nilai kumulatif produksi dan *recovery factor* yang kecil, maka pada Lapangan “HRD” ini diperlukan adanya pengembangan lapangan lebih lanjut. Skenario pengembangan lapangan yang dipilih untuk meningkatkan perolehan minyak adalah penambahan sumur *infill* atau sumur sisipan yang bertujuan untuk mempercepat pengurasan dan menguras area yang memiliki sisa cadangan sehingga dapat meningkatkan perolehan minyak.

Pada penelitian ini dilakukan analisa dengan metode *decline curve* yang dibantu *oilfield manager Software* (OFM). Analisa *decline curve* digunakan untuk peramalan produksi dan sisa cadangan dikarenakan telah terjadinya penurunan produksi pada lapangan ini. Analisa pengembangan lapangan dilakukan pada peta *remaining moveable* dan besarnya radius pengurasan sumur *existing* pada setiap lapisan berproduksi sehingga direkomendasikan untuk Lapangan “HRD” ditambahkan 4 sumur *infill* yang akan diproduksi dengan *commingle completion*. Lapisan G akan diproduksi 2 titik *infill*, pada Lapisan K1 diproduksi 3 titik *infill*, dan pada Lapisan L5 akan diproduksi 1 titik *infill*. Dilakukan pula penentuan laju produksi awal berdasarkan nilai laju alir terakhir yang tercatat dari sumur – sumur sekitar titik *infill* yang akan ditambahkan.

Dilakukan analisa dengan *decline curve* dengan bantuan *software* OFM untuk menentukan *trend decline* dan *decline rate* masing-masing lapisan sehingga didapatkan *decline rate* sebesar 34% pada Lapisan G, 61% pada Lapisan K1, dan 53% pada Lapisan L5. Dilakukan *forecast* untuk skenario *basecase* dan penambahan sumur *infill* sampai tahun 2035 dengan *economic limit* 20 bopd/sumur. maka pada skenario *basecase* Lapisan G didapatkan RF sebesar 10% dengan EUR 276,32 dan pada skenario penambahan sumur *infill* didapatkan RF sebesar 11% dengan EUR 292,74 Mbbl. Sedangkan pada Lapisan K1 pada skenario *basecase*, didapatkan RF sebesar 0,52% dengan EUR 174,63 Mbbl dan pada skenario *infill* RFnya sebesar 0,57% dengan EUR 194 Mbbl, serta pada Lapisan L5 skenario *basecase* didapatkan RF sebesar 32,6% dengan EUR sebesar 250,95 Mbbl dan pada skenario *infill* didapatkan RF 35% dengan EUR 269,38 Mbbl.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH.....	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN	iv
KATA PENGANTAR.....	v
RINGKASAN	vi
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	x
DAFTAR TABEL	xiv
DAFTAR LAMPIRAN	xvii
BAB I PENDAHULUAN	1
BAB II TINJAUAN UMUM LAPANGAN	6
2.1. Tinjauan Geografis Lapangan “HRD”	6
2.2. Tinjauan Geologi Lapangan “HRD”	6
2.2.1. Stratigrafi Lapangan “HRD”	7
2.2.2. Geologi Struktur Lapangan “HRD”	11
2.2.3. <i>Petroleum System</i> Cekungan Jawa Timur Utara	12
2.2.3.1. Batuan Induk (<i>Source Rock</i>)	14
2.2.3.2. Batuan Reservoir (<i>Reservoir Rock</i>)	15
2.2.3.3. Batuan Penutup (<i>Seal Rock</i>)	19
2.2.3.4. Ekspulsi dan Migrasi	19
2.2.3.5. Perangkap (<i>Trap</i>)	20
2.3. Karakteristik Reservoir Lapangan “HRD”	21
2.3.1. Karakteristik Batuan.....	21
2.3.2. Sifat Fisik Fluida	22
2.4. Sejarah Produksi Lapangan “HRD”	23
BAB III DASAR TEORI	25
3.1. Sifat Fisik Reservoir	25

3.1.1.	Sifat Fisik Batuan Reservoir	25
3.1.1.1.	Porositas.....	25
3.1.1.2.	Permeabilitas.....	26
3.1.1.3.	Saturasi Fluida	28
3.1.2.	Sifat Fisik Fluida Reservoir.....	29
3.1.2.1.	Faktor Volume Formasi Minyak	29
3.1.2.2.	Kelarutan Gas dalam Minyak	31
3.1.2.3.	Viskositas.....	32
3.2.	<i>Decline Curve Analysis</i>	33
3.2.1.	Metode <i>Decline Curve Analysis</i>	33
3.2.2.	Jenis <i>Decline Curve</i>	36
3.2.2.1.	<i>Exponential Decline Curve</i>	38
3.2.2.2.	<i>Hyperbolic Decline Curve</i>	38
3.2.2.3.	<i>Harmonic Decline Curve</i>	39
3.2.3.	Penentuan Tipe <i>Decline Curve</i>	39
3.2.3.1.	Metode Loss - Ratio.....	39
3.2.3.2.	Metode <i>Trial Error</i> and X^2 <i>Chisquare-Test</i>	40
3.2.4.	Kumulatif Produksi (Np).....	41
3.2.5.	<i>Estimated Ultimate Recovery (EUR)</i>	41
3.2.6.	<i>Recovery Factor</i>	42
3.3.	Perencanaan Pengembangan Lapangan	43
3.3.1.	Perencanaan Titik Serap.....	44
3.3.1.1.	<i>Hydrocarbon Pore Volume (HCPV)</i>	44
3.3.1.2.	<i>Original Oil In Place (OOIP)</i>	45
3.3.1.3.	<i>Moveable Oil</i>	45
3.3.1.4.	<i>Remaining Moveable</i>	46
3.3.1.5.	<i>Oil Producing Potential</i>	47
3.3.1.6.	Penentuan Radius Pengurasan Sumur	47
3.3.2.	Penentuan Laju Alir Awal Sumur <i>Infill (Qi)</i>	48
3.4.	Pengenalan <i>Oilfield Manager Software</i>	49
3.4.1.	Langkah Awal Menggunakan <i>Oilfield Manager Software</i>	50

BAB IV ANALISA DATA PERENCANAAN PENAMBAHAN DAN FORECASTING SUMUR INFILL LAPANGAN “HRD”	52
4.1. Pengolahan Data Lapangan pada Microsoft Excel	52
4.2. Pembuatan Database pada Microsoft Access	52
4.3. Input Database Menuju Oilfield Manager Software	55
4.4. Peta Persebaran Reservoir Properties	55
4.4.1 Peta Persebaran Parameter Reservoir dan SCAL Lapisan G ..55	
4.4.2 Peta Persebaran Parameter Reservoir dan SCAL Lapisan K1	58
4.4.3 Peta Persebaran Parameter Reservoir dan SCAL Lapisan L5.	61
4.5. Persebaran Cadangan Lapangan “HRD”	64
4.5.1 Persebaran <i>Hydrocarbon Pore Volume</i> (HCPV)	64
4.5.2 Persebaran <i>Original Oil In Place</i> (OOIP)	66
4.5.3 Persebaran <i>Moveable Oil</i>	68
4.6 Perhitungan Recovery Factor SCAL (RFscal)	70
4.7 Estimasi Sisa Cadangan Lapangan “HRD”	70
4.7.1 Persebaran <i>Remaining Moveable</i>	70
4.7.2 Persebaran <i>Oil Producing Potential</i>	73
4.8 Perencanaan Pengembangan Lapangan	74
4.8.1 Penentuan Titik <i>Infill</i> untuk Pengembangan Lapangan	74
4.8.2 Prediksi Laju Produksi Awal Sumur <i>Infill</i> (Q_{oi}).....	78
4.8.3 Analisa <i>Decline Curve</i> Lapisan Berproduksi	79
4.8.3.1 Peramalan (<i>Forecasting</i>) Skenario <i>Basecase</i>	79
4.8.3.2 Skenario Penambahan Sumur <i>Infill</i>	82
BAB V PEMBAHASAN	88
BAB VI KESIMPULAN	94
DAFTAR PUSTAKA	95
LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1.1. <i>Flowchart</i> Metodologi Penelitian	4
Gambar 2. 1 Letak Lapangan "HRD"	6
Gambar 2. 2 Kolom Stratigrafi Daerah Cepu dan Sekitarnya.....	10
Gambar 2. 3 Petroleum System Chart Cekungan Jawa Timur Utara.....	13
Gambar 2. 4 Habitat Hidrokarbon Cekungan Jawa Timur	14
Gambar 2. 5 Grafik Sejarah Produksi Lapangan “HRD”	24
Gambar 3.1. Diagram Percobaan Pengukuran Permeabilitas	27
Gambar 3.2. Kurva Permeabilitas Efektif untuk Sistem Minyak dan Air	28
Gambar 3.3. Perbandingan Antara Faktor Volume Formasi Minyak dengan <i>Flash Liberation</i> dan <i>Differential Liberation</i>	31
Gambar 3.4. Hubungan Faktor Volume Formasi Minyak dengan Tekanan	31
Gambar 3.5. Kelarutan Gas dalam Minyak sebagai Fungsi Tekanan	32
Gambar 3.6. Hubungan Viskositas Minyak dengan Tekanan Reservoir	32
Gambar 3.7. Grafik q vs t pada <i>Decline Curve</i>	34
Gambar 3.8. Grafik q vs N_p pada <i>Decline Curve</i>	34
Gambar 3.9. Tipe Dasar <i>Decline Curve</i>	36
Gambar 3.10. <i>Interface Oilfield Manager</i> ver. 2009	50
Gambar 4. 1 Contoh Tabel Data Harian Produksi pada Database Microsoft Access	53
Gambar 4. 2 Contoh Tabel Data Parameter Reservoir pada Database Microsoft Access	53
Gambar 4. 3 Contoh Tabel Data Lokasi Titik Sub Surface pada Database Microsoft Access.....	54
Gambar 4. 4 Contoh Tabel Sort Category pada Database Microsoft Access	54
Gambar 4. 5 Hasil Input Database Pada Oilfield Manager Software	55
Gambar 4. 6 Peta Persebaran Porositas pada Lapisan G pada Oilfield Manager Software	56

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 4. 7 Peta Persebaran Permeabilitas pada Lapisan G pada Oilfield Manager Software	56
Gambar 4. 8 Peta Persebaran Saturasi Air pada Lapisan G pada Oilfield Manager Software	57
Gambar 4. 9 Peta Persebaran Residual Oil Saturation pada Lapisan G pada Oilfield Manager Software.....	57
Gambar 4. 10 Peta Persebaran Ketebalan Net Pay pada Lapisan G pada Oilfield Manager Software	58
Gambar 4. 11 Peta Persebaran Porositas pada Lapisan K1 pada Oilfield Manager Software	59
Gambar 4. 12 Peta Persebaran Permeabilitas pada Lapisan K1 pada Oilfield Manager Software	59
Gambar 4. 13 Peta Persebaran Saturasi Air pada Lapisan K1 pada Oilfield Manager Software	60
Gambar 4. 14 Peta Persebaran Residual Oil Saturation pada Lapisan K1 pada Oilfield Manager Software.....	60
Gambar 4. 15 Peta Persebaran Ketebalan Net Pay pada Lapisan K1 pada Oilfield Manager Software	61
Gambar 4. 16 Peta Persebaran Porositas pada Lapisan L5 pada Oilfield Manager Software	62
Gambar 4. 17 Peta Persebaran Permeabilitas pada Lapisan L5 pada Oilfield Manager Software	62
Gambar 4. 18 Peta Persebaran Saturasi Air Lapisan L5 pada Software Oilfield Manager.....	63
Gambar 4. 19 Peta Persebaran Residual Oil Saturation Lapisan L5 pada Software Oilfield Manager	63

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 4. 20 Peta Persebaran Ketebalan Net Pay Lapisan L5 pada Software Oilfield Manager	64
Gambar 4. 21 Peta Persebaran Hydrocarbon Pore Volume Lapisan G.....	65
Gambar 4. 22 Peta Persebaran Hydrocarbon Pore Volume Lapisan K1.....	65
Gambar 4. 23 Peta Persebaran Hydrocarbon Pore Volume Lapisan L5	66
Gambar 4. 24 Peta Persebaran Original Oil In Place Lapisan G	67
Gambar 4. 25 Peta Persebaran Original Oil In Place Lapisan K1	67
Gambar 4. 26 Peta Persebaran Original Oil In Place Lapisan L5	68
Gambar 4. 27 Peta Persebaran Moveable Oil Lapisan G.....	69
Gambar 4. 28 Peta Persebaran Moveable Oil Lapisan K1	69
Gambar 4. 29 Peta Persebaran Moveable Oil Lapisan L5	70
Gambar 4. 30 Peta Persebaran Remaining Moveable Lapisan G	71
Gambar 4. 31 Peta Persebaran Remaining Moveable Lapisan K1	72
Gambar 4. 32 Peta Persebaran Remaining Moveable Lapisan L5.....	72
Gambar 4. 33 Peta Oil Producing Potential Lapisan G.....	73
Gambar 4. 34 Peta Oil Producing Potential Lapisan K1.....	73
Gambar 4. 35 Peta Oil Producing Potential Lapisan G.....	74
Gambar 4. 36 Lokasi Titik Infill pada Peta Remaining Moveable Lapisan G....	75
Gambar 4. 37 Lokasi Titik Infill pada Peta Oil Producing Potential Lapisan G .	75
Gambar 4. 38 Lokasi Titik Infill pada Peta Remaining Moveable Lapisan K1...	76
Gambar 4. 39 Lokasi Titik Infill pada Peta Oil Producing Potential Lapisan K1	76
Gambar 4. 40 Lokasi Titik Infill pada Peta Remaining Moveable Lapisan L5 ...	77
Gambar 4. 41 Lokasi Titik Infill pada Peta Oil Producing Potential Lapisan L5	77
Gambar 4. 42 Forecast Decline Curve Analysis Basecase pada Lapisan G	80
Gambar 4. 43 Forecast Decline Curve Analysis Basecase pada Lapisan K1	81
Gambar 4. 44 Forecast Decline Curve Analysis Basecase pada Lapisan L5.....	82

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 4. 45 Forecast Decline Curve Analysis Setelah Penambahan Sumur Infill Lapisan G	83
Gambar 4. 46 Forecast Decline Curve Analysis Setelah Penambahan Sumur Infill Lapisan K1	85
Gambar 4. 47 Forecast Decline Curve Analysis Setelah Penambahan Sumur Infill Lapisan L5.....	86

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel II-1. Tabulasi Data PVT Lapangan “HRD”	22
Tabel II-2. Ringkasan Sejarah Produksi Lapangan “HRD”	23
Tabel III- 1 Persamaan-Persamaan <i>Decline Curve</i>	37
Tabel IV- 1 Contoh Tabel Pengolahan Data Produksi Harian Sumur CLD-001TW pada Microsoft Excel	52
Tabel IV- 2 Tabel Data Parameter Reservoir dan SCAL Lapisan G	55
Tabel IV- 3 Tabel Data Parameter Reservoir dan SCAL Lapisan K1	58
Tabel IV- 4 Tabel Data Parameter Reservoir dan SCAL Lapisan L5	61
Tabel IV- 5 Tabel Hasil Prediksi HCPV Lapangan “HRD” berdasarkan Software OFM	64
Tabel IV- 6 Tabel Hasil Perkiraan OOIP Lapangan “HRD” berdasarkan Software OFM	66
Tabel IV- 7 Tabel Hasil Perkiraan Moveable Oil Lapangan “HRD” dengan Software OFM.....	68
Tabel IV- 8 Hasil Perhitungan Recovery Factor Berdasarkan Data SCAL	70
Tabel IV- 9 Tabulasi Hasil Perkiraan Remaining Moveable Lapangan “HRD” pada Software OFM	71
Tabel IV- 10 Rekomendasi Titik Infill Lapisan G	75
Tabel IV- 11 Rekomendasi Titik Infill Lapisan K1	76
Tabel IV- 12 Rekomendasi Titik Infill Lapisan L5	77
Tabel IV- 13 Tabel Ringkasan Completion Sumur Infill	78
Tabel IV- 14 Tabel Laju Alir Lapangan “HRD”	79
Tabel IV- 15 Tabel Perkiraan Q_{oi} Sumur Infill Lapangan “HRD”	79
Tabel IV- 16 Hasil Forecasting pada Basecase Lapisan G	80
Tabel IV- 17 Hasil Forecasting pada Basecase Lapisan K1	81
Tabel IV- 18 Hasil Forecasting pada Basecase Lapisan L5.....	82

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel IV- 19 Hasil Analisa Decline Curve Setelah Penambahan Sumur Infill Lapisan G	83
Tabel IV- 20 Perbandingan Recovery Factor Masing-Masing Skenario Lapisan G	84
Tabel IV- 21 Hasil Analisa Decline Curve Setelah Penambahan Sumur Infill Lapisan K1	84
Tabel IV- 22 Perbandingan Recovery Factor Masing-Masing Skenario Lapisan K1	85
Tabel IV- 23 Hasil Analisa Decline Curve Setelah Penambahan Sumur Infill Lapisan L5.....	86
Tabel IV- 24 Perbandingan Recovery Factor Masing-Masing Skenario Lapisan L5	87

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran A Contoh Pengolahan Data pada Microsoft Excel

Lampiran B Sejarah Laju Produksi Minyak, Air, Gas per Lapisan

Lampiran C Tabulasi Cadangan Hasil Pengolahan *Software* OFM per Lapisan

Lampiran D Langkah Awal Penggunaan *Oilfield Manager Software*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Lapangan “HRD” merupakan Lapangan yang berada di Cekungan Jawa Timur Utara, Lapangan “HRD” terdiri dari tiga lapisan berproduksi yaitu Lapisan G, K1, dan L5 yang berada pada Formasi Wonocolo, Bulu, dan Ngrayong.

Berdasarkan data POD, Lapangan “HRD” memiliki nilai OOIP sebesar 37,50 MMbbl dengan kumulatif produksi sebesar 0,53 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 1,8%. Pada penelitian ini, dilakukan analisa pada tiga lapisan berproduksi yaitu Lapisan G, K1, dan L5. Lapangan “HRD” mulai berproduksi pada tahun 2013. Jumlah sumur berproduksi pada Lapangan “HRD” ini adalah 5 sumur yaitu CLD-001TW, CLD-003, CLD-004, CLD-005, dan CLD-006.

Dilihat dari nilai kumulatif produksi dan *recovery factor* yang kecil, maka pada Lapangan “HRD” dilakukan perencanaan dan peramalan skenario pengembangan dengan penambahan sumur *infill*. Penambahan sumur *infill* atau sumur sisipan ini bertujuan untuk mempercepat pengurasan dan menguras area yang memiliki sisa cadangan sehingga perolehan minyak dapat meningkat. Perencanaan pengembangan lapangan dengan penambahan sumur *infill* ini dilakukan dengan metode *Decline Curve Analysis* (DCA). Metode *decline curve analysis* dipilih karena telah terjadi penurunan produksi pada lapangan ini dan karena keterbatasan data. Analisa *decline curve* ini dibantu dengan *Software Oilfield Manager* (OFM). Dengan OFM, dapat ditentukan waktu produksi (*trend*) yang digunakan untuk menganalisa jenis *decline curve* serta dapat diketahui cadangan yang diperkirakan akan dapat diproduksi pada jangka waktu tertentu dalam rangka meningkatkan nilai *recovery factor*. Peramalan/*forecasting* dilakukan pada skenario yang direncanakan untuk pengembangan lapangan ini. Dari peramalan ini dapat disimpulkan bagaimana pengaruh dari skenario penambahan sumur *infill* ini terhadap nilai perolehan minyak. *Forecasting* akan menunjukkan

seberapa banyak cadangan yang dapat diproduksi dengan skenario yang diterapkan pada Lapangan “HRD” ini.

Dari analisa pada Lapisan G, K1, dan L5 Lapangan “HRD” dapat diketahui bagaimana sisa cadangan yang ada untuk selanjutnya dilakukan perencanaan dan peramalan skenario pengembangan untuk meningkatkan perolehan minyak yang optimum di masa yang akan datang.

1.2. Rumusan Masalah

1. Potensial cadangan pada Lapisan G, K1, dan L5.
2. Perencanaan penambahan sumur pengembangan pada Lapangan “HRD”.
3. Penentuan laju alir awal (Q_{oi}) sumur – sumur pengembangan.
4. Penentuan tipe *decline curve* dan nilai *decline rate* yang sesuai dengan penurunan produksi.
5. Nilai *recovery factor* yang didapatkan dari masing – masing skenario pengembangan Lapangan “HRD”.

1.3. Maksud dan Tujuan

Maksud dari dilakukannya penulisan skripsi ini adalah merencanakan dan melakukan *forecasting* pengembangan lapangan dengan penambahan sumur *Infill* pada Lapangan “HRD” berdasarkan metode *decline curve analysis*.

Tujuan dari penulisan skripsi ini adalah untuk mengetahui pengaruh dari skenario pengembangan lapangan dengan penambahan sumur *infill* ini terhadap nilai perolehan minyak masing-masing lapisan berproduksi pada Lapangan “HRD”.

1.4. Batasan Masalah

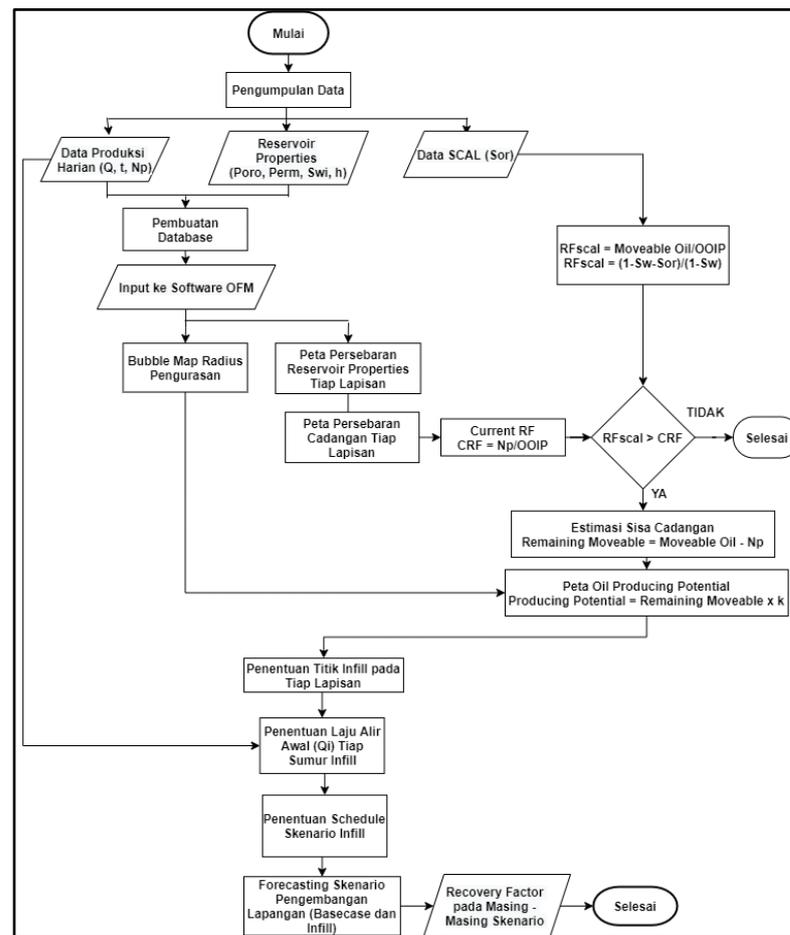
Pada penelitian ini, dilakukan perencanaan dengan lokasi dan jumlah sumur *Infill* yang berbeda pada tiap lapisan dengan hanya mempertimbangkan faktor keteknikan tanpa mempertimbangkan aspek keekonomian. Pada penelitian ini, data SCAL yang berupa Sor diasumsikan berdasarkan grafik pada *draft plan of development* (POD).

1.5. Metodologi

Berikut adalah gambaran sistematik langkah kerja selama penelitian yang dapat diuraikan sebagai berikut:

1. Pengumpulan data lapangan yang digunakan:
 - a. Data produksi harian (Q_o , Q_l , N_p , *date*)
 - b. Data *reservoir properties* (porositas, permeabilitas, saturasi, tebal *net pay*)
 - c. Data SCAL (*residual oil saturation*)
2. Pengolahan data lapangan pada *microsoft excel*.
3. Pembuatan *database* pada Microsoft access.
4. Input *database* ke *Software oilfield manager* untuk dianalisa lebih lanjut.
5. Pembuatan peta persebaran *reservoir properties* serta data SCAL lapisan G, K1, dan L5.
6. Pembuatan peta persebaran cadangan dan perkiraan besarnya cadangan pada Lapisan G, K1, dan L5.
7. Perhitungan *recovery factor* scal (RFscal).
8. Melakukan estimasi sisa cadangan yaitu *remaining moveable*, serta membuat peta *oil producing potential*.
9. Penentuan titik *Infill* pada tiap lapisan dengan meng-*overlay bubble map* radius pengurasan sumur *existing* dengan peta *remaining moveable* dan *oil producing potential*.
10. Prediksi laju alir awal sumur *Infill* (Q_i) dengan melihat $Q_{O_{last}}$ dari sumur sekitar.
11. *Forecasting* (peramalan) pada skenario *basecase* dengan analisa *decline curve*.
12. Menentukan *schedule* skenario penambahan sumur *Infill* sesuai dengan jumlah dan titik yang direkomendasikan.
13. *Forecasting* pada skenario pengembangan lapangan dengan penambahan sumur *Infill* berdasarkan analisa *decline curve*.
14. Penentuan *recovery factor*, EUR, serta *production lifetime* masing-masing skenario pada Lapisan G, K1, dan L5.

Untuk memperjelas metodologi penelitian dapat dilihat pada *flowchart* di bawah ini.



Gambar 1.1.
Flowchart Metodologi Penelitian

1.6. Hasil Penelitian

Hasil dari penelitian ini menunjukkan bahwa Lapangan “HRD” dapat diproduksi dengan lebih optimum selama 4—14 tahun ke depan dengan skenario penambahan sumur *Infill* ini. Hasil penelitian ini juga dapat digunakan untuk pembelajaran dan pertimbangan apabila akan dilakukan skenario pengembangan lapangan lanjut.

1.7. Sistematika Penelitian

Sistematika dari penulisan Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

Bab I. Pendahuluan, yang membahas tentang latar belakang, permasalahan, maksud dan tujuan, metodologi penelitian, hasil penelitian serta sistematika penelitian. **Bab II. Tinjauan Umum Lapangan**, yang terdiri dari letak geografis, tinjauan geologi, serta sejarah lapangan. **Bab III. Dasar Teori** yang

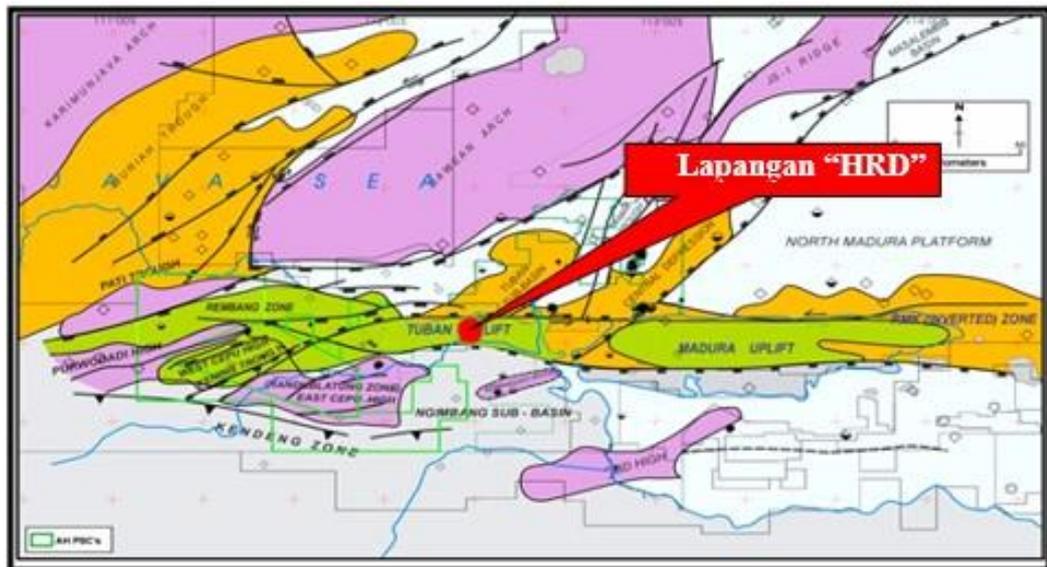
menguraikan teori – teori yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan berdasarkan literatur yang berkaitan serta penjelasan mengenai *Software* yang digunakan untuk analisa yaitu *Oilfield Manager* (OFM). **Bab IV Analisa Data Perencanaan Penambahan dan Forecasting Sumur Infill**, membahas mengenai analisa data lapangan untuk merencanakan penambahan sumur *Infill* dan peramalan/*forecasting* berdasarkan metode *decline curve analysis*. **Bab V Pembahasan** yang akan membahas hasil analisa yang dilakukan terhadap penelitian ini. **Bab VI Kesimpulan dan Saran**, berisi bagaimana kesimpulan dan saran yang diperoleh dan menjadi hasil dari dilakukannya penelitian ini.

BAB II TINJAUAN UMUM LAPANGAN

2.1. Tinjauan Geografis Lapangan “HRD”

Berdasarkan data tinjauan lapangan, lapangan “HRD” adalah lapangan yang termasuk ke dalam wilayah kerja PT. Pertamina EP Field Cepu Regional 4 Zona 11. Lapangan ini berada di Desa Jatisari, Kecamatan Senori, Kabupaten Tuban seperti tertera pada **Gambar 2.1**.

Secara geografis, Lapangan “HRD” berada pada koordinat 7°02' LS - 111°44' BT. Sampai tahun 2021, Lapangan “HRD” memiliki 5 sumur yang berproduksi yaitu Sumur CLD-001TW, CLD-003, CLD-004, CLD-005, dan CLD-006.



Gambar 2. 1
Letak Lapangan "HRD"
(PT. Pertamina EP Asset 4, 2012)

2.2. Tinjauan Geologi Lapangan “HRD”

Letak geologi Lapangan “HRD” berada di Zona Rembang, Cekungan Jawa Timur Utara (*Van Bemmelen, 1949*). Lapangan “HRD” berada pada pegunungan lipatan Antiklinorium Rembang yang memanjang dari Barat-Timur

dari Kota Purwodadi, Blora, Tuban hingga Madura, Cekungan Jawa Timur bagian Utara. Cekungan Jawa Timur Utara merupakan geosinklin dengan ketebalan sedimen Tersier lebih dari 6000 meter dan merupakan gejala tektonik *Tersier* Muda.

2.2.1. Stratigrafi Lapangan “HRD”

Secara umum, stratigrafi yang ada di Lapangan “HRD” dapat dilihat pada **Gambar 2.2.** (kolom stratigrafi) yang berturut-turut dari tua ke muda adalah:

1. Formasi Ngimbang

Satuan ini juga tidak tersingkap di permukaan, dan diamati dari data sumur pemboran minyak (seperti: Ngimbang-1, sebagai *stratotipe*). Formasi Ngimbang adalah satuan batuan *Tersier* tertua di daerah ini. Susunan, bagian bawah adalah perulangan batupasir kuarsa, serpih dan lanau dengan sisipan tipis batubara, ke arah atas kembang perselingan batugamping bioklastik dengan sisipan tipis serpih gampingan dan napal. Formasi Ngimbang mempunyai ketebalan 600—700 m. Berdasarkan fosil foram besar dan kecil umur satuan ini adalah *Oligosen* Awal (Tc-d), diendapkan pada lingkungan neritik tepi – transisi. Batas formasi ini dengan formasi di atasnya sulit ditentukan karena perubahan yang berangsur. Hadirnya batugamping yang tebal, dapat digunakan sebagai tanda batas Formasi Ngimbang dengan satuan di atasnya.

2. Formasi Kujung

Tersusun oleh serpih dengan sisipan lempung dan secara batuan setempat berupa batugamping baik klastik maupun terumbu. Diendapkan pada lingkungan laut dalam sampai dangkal pada kala *Oligosen* Akhir sampai *Miosen* Awal dan memiliki ketebalan 220—760 meter.

3. Formasi Prupuh

Diendapkan pada lingkungan laut dalam sampai dangkal pada kala *Oligosin*. Formasi ini tersingkap di daerah tuban dan dijumpai pada kedalaman 3000 meter dan memiliki ketebalan 50—75 meter.

4. Formasi Tuban

Tersusun oleh lapisan batulempung dengan sisipan batugamping. Semakin ke selatan berubah menjadi *fasies* serpih dan batulempung (Soejono,

1981, dalam Panduan *Fieldtrip* GMB 2006). Diendapkan pada lingkungan neritik sedang-neritik dalam. Memiliki ketebalan lapisan 140—660 meter.

5. Formasi Tawun

Formasi Tawun mempunyai kedudukan selaras di atas Formasi Tuban, dengan batas Formasi Tawun yang dicirikan oleh batuan lunak (batulempung dan napal). Bagian bawah dari Formasi Tawun, terdiri dari batulempung, batugamping pasiran, batupasir dan lignit, sedangkan pada bagian atasnya (Anggota Ngrayong) terdiri dari batupasir yang kaya akan moluska, lignit dan makin ke atas dijumpai pasir kuarsa yang mengandung mika dan oksida besi. Lingkungan pengendapan Formasi Tawun adalah paparan dangkal yang terlindung, tidak terlalu jauh dari pantai dengan kedalaman 0—50 meter di daerah tropis. Formasi Tawun merupakan reservoir minyak utama pada Zona Rembang. Berdasarkan kandungan fosil yang ada, Formasi Tawun diperkirakan berumur *Miosen* Awal bagian Atas sampai *Miosen* Tengah.

6. Formasi Bulu

Posisi stratigrafi Formasi Bulu terletak selaras di atas Formasi Tawun dan Formasi Ngrayong. Ciri litologi dari Formasi Bulu terdiri dari perselingan antara batugamping dengan kalkarenit, kadang-kadang dijumpai adanya sisipan batulempung. Pada batugamping pasiran berlapis tipis kadang-kadang memperlihatkan struktur silang siur skala besar dan memperlihatkan adanya sisipan napal. Pada batugamping pasiran memperlihatkan kandungan mineral kwarsa mencapai 30%, *foraminifera* besar, ganggang, *bryozoa* dan *echinoid*. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal antara 50—100 meter. Tebal dari formasi ini mencapai 248 meter. Formasi Bulu diperkirakan berumur *Miosen* Tengah bagian atas.

7. Formasi Wonocolo

Formasi Wonocolo terletak selaras di atas Formasi Bulu, terdiri dari napal pasiran dengan sisipan kalkarenit dan kadang-kadang batulempung. Pada napal pasiran sering memperlihatkan struktur paralel laminasi. Formasi Wonocolo diendapkan pada kondisi laut terbuka dengan kedalaman antara 100—500 meter. Tebal dari formasi ini antara 89 meter sampai 339 meter. Formasi Wonocolo

diperkirakan berumur *Miosen* Akhir bagian bawah sampai *Miosen* Akhir bagian tengah.

8. Formasi Ledok

Formasi Ledok secara umum tersusun oleh batupasir *glaukonitan* dengan sisipan *kalkarenit* yang berlapis bagus serta batulempung yang berumur *Miosen* Akhir. Ketebalan dari Formasi Ledok ini sangat bervariasi antara 50—500 meter. Batupasirnya kaya akan kandungan *glaukonit* dengan kenampakan struktur silang siur. Secara keseluruhan bagian bawah dari formasi ini cenderung tersusun oleh batuan yang berbutir lebih halus dari bagian atas, menunjukkan kecenderungan kondisi pengendapan laut yang semakin mendangkal (*shallowing-upward sequence*).

9. Formasi Mundu

Formasi ini tersusun oleh napal masif berwarna putih abu-abu, kaya akan fosil *foraminifera plangtonik*. Secara stratigrafis Formasi Mundu terletak tidak selaras di atas formasi ledok, penyebarannya luas, dengan ketebalan 200—300 m di daerah antiklin *Cepu area*, ke arah selatan menebal menjadi sekitar 700 m. Formasi ini terbentuk antara *Miosen* Akhir hingga *Pliosen* (N 17–N 21), pada lingkungan laut dalam (*bathyal*).

10. Formasi Selorejo

Harsono (1983) menyimpulkan bahwa Selorejo ini merupakan anggota dari Formasi Mundu. Anggota Selorejo ini tersusun oleh perselingan antara batugamping keras dan lunak, kaya akan *foraminifera plangtonik* serta mineral glaukonit. Ketebalannya berkisar antara 50—100 meter. Berdasarkan kandungan *foraminifera plangtonik*, umur dari Anggota Selorejo adalah *Pliosen*.

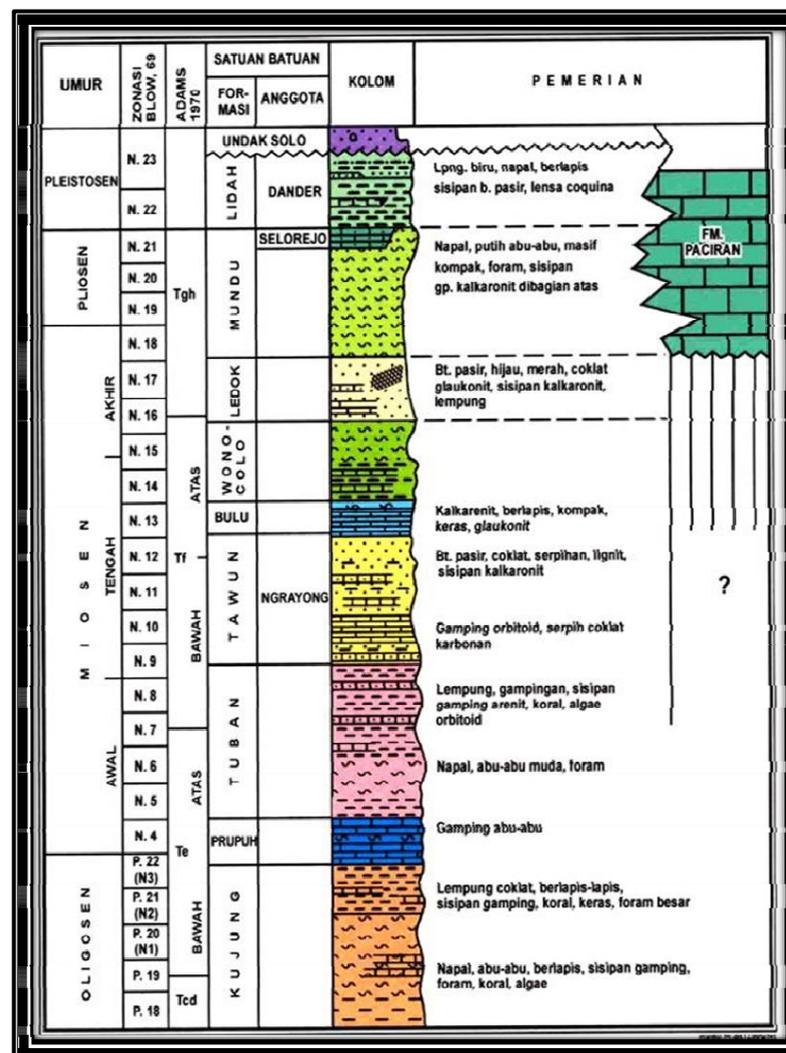
11. Formasi Paciran

Secara umum penyusunnya terdiri atas batugamping pejal, dengan permukaan singkapan-singkapannya mengalami erosi membentuk apa yang disebut sebagai *karren surface*. Formasi ini dijumpai hanya dibagian utara dari Zona Rembang. Harsono (1983) menempatkannya pada Kala *Pliosen*–Awal *Pleistosen*, yang secara lateral setara dengan Formasi Mundu dan Lidah. Namun di beberapa tempat terdapat bukti umur yang menunjukkan bahwa Formasi Paciran telah

berkembang pada saat pembentukan Formasi Ledok dan Wonocolo.

12. Formasi Lidah

Formasi ini terdiri atas batulempung kebiruan, napal berlapis dengan sisipan batupasir dengan lensa-lensa coquina. Bagian terbawah dari formasi ini diduga merupakan endapan neritik tengah hingga neritik luar, yang tercirikan oleh banyaknya fauna *plangtonik* tetapi masih mengandung *foraminifera bentonik* yang mencirikan air relatif dangkal seperti *pseudorotalia sp.* Dan *Asterorotalia sp.* Ke arah atas, terjadi urutan yang mendangkal ke atas (*shallowing upward sequence*), yang dicirikan oleh lapisan-lapisan yang kaya akan moluska.



Gambar 2. 2
Kolom Stratigrafi Daerah Cepu dan Sekitarnya
(Harsono Pringgoprawiro, 1983)

2.2.2. Geologi Struktur Lapangan “HRD”

Struktur ini terbentuk pada Cekungan Jawa Timur, dimana Kendeng dan Rembang terletak, kemungkinan terletak pada kerak perantara (*intermediate crust*) dari kelompok *mélange* yang berangsur berubah menjadi kerak samudra, yang mungkin terdapat pada penghujung timur dari cekungan ini.

Pada bagian barat cekungan Jawa Timur nampak adanya kecenderungan arah morfologi dan struktur timur–barat. Hal ini dapat dibandingkan dengan cekungan selatan (*Southern Basin*). Daratan tersebut mencakup zona Rembang dan Zona Kendeng serta kelanjutannya, yang dibagian utara dibatasi oleh tinggian Kujung–Kangean–Madura–Sepanjang yang terbentuk sebagai akibat sesar geser (*wrench related*). Ke arah selatan zona ini dibatasi oleh jalur gunung api kuarter. Cekungan ini kemungkinan terbentuk sejak *Eosen* hingga akhir *Oligosen* oleh suatu tektonik ekstensional, yang kemudian diikuti oleh fase tektonik *inverse* sejak awal *Miosen* hingga *Holosen*. Pada fase inversi ini dibagian utara dari cekungan ini mengalami pengangkatan (zona Rembang) sedangkan pada bagian selatannya masih berupa cekungan laut dalam (zona Kendeng).

Dalam kerangka tektonik regional maka proses pembentukan struktur *Tersier* di Pulau Jawa dapat dibagi menjadi 3 periode :

1. *Paleogen Extension Rifting*
2. *Neogen Compressional Wrenching*
3. *Plio – Pleistocene Compressing Thrust-Folding*

Fase ekstensional *Paleogene* menghasilkan *graben / half graben* dan sesar-sesar yang mempunyai arah pemanjangan timur–barat. Selanjutnya pada fase kompresi pada Awal *Miosen* terjadi reaktivasi dari sesar ekstensional yang sebelumnya telah ada, yang menunjukkan adanya kontrol tektonik terhadap pembentukan awal cekungan.

Periode *Neogen Compressional Wrenching* ditandai oleh pembentukan sesar-sesar geser, yang terutama terjadi akibat gaya kompresif dari tumbukan lempeng Hindia. Sesar geser yang terjadi membentuk orientasi tertentu, yang berhubungan dengan kompresi utama. Sebagian besar pergeseran sesar merupakan reaktivasi dari sesar-sesar normal yang terbentuk pada periode *Paleogen*.

Periode *Plio – Pleistocene Compressional Thrust – Folding* ditandai oleh pembentukan lipatan yang berlanjut pada pembentukan sesar-sesar naik. *Antiklinorium* dan *thrust belt* yang terjadi memiliki orientasi tertentu yang berhubungan dengan arah kompresi dan kinematika pembentukannya. Pada zaman *Neogen* cekungan Jawa Timur bagian utara mengalami rezim kompresi yang menyebabkan reaktivasi sesar-sesar normal tersebut dan menghasilkan sesar-sesar naik.

Pada jaman *Pre-Tersier* lempeng Jawa Timur mengalami penunjaman dibawah lempeng Sunda, mengikuti arah memanjang zona penunjaman kurang lebih N 60⁰ E, penunjaman ini berakibat pemendekan lempeng pada arah tegak lurus arah penunjaman. Pada saat itu cekungan Jawa Timur barangkali masih berupa cekungan muka busur (*fore arc basin*). Pada Awal *Miosen* atau lebih tua, tektonik ekstensi bekerja di zona Rembang. Ekstensi ini kemudian diikuti oleh serangkaian tegasan kompresif yang menjadi aktif sejak Akhir *Miosen* hingga *Holosen* dengan arah yang bergeser dari arah timur laut. Kompresi ini juga bekerja pada zona Kendeng sejak Akhir *Miosen* dan seterusnya. Namun rekaman stratigrafis dari peristiwa ini hanya dapat diamati pada bagian bawah dari Formasi Kerek. Kompresi ini juga menjadi semakin lemah selama pembentukan sedimen yang lebih muda.

2.2.3. Petroleum System Cekungan Jawa Timur Utara

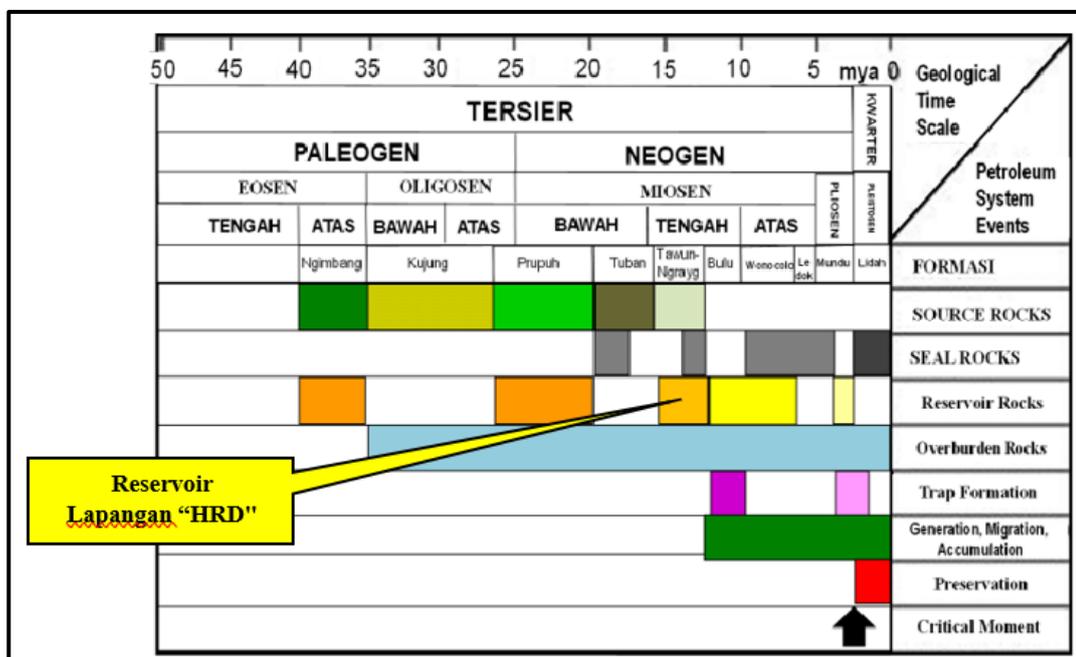
Petroleum system merupakan konsep yang mendeskripsikan hubungan antara unsur dan proses yang saling berkesinambungan dalam pembentukan dan akumulasi hidrokarbon. *Petroleum system* memiliki 5 unsur penting, yaitu:

1. Adanya batuan induk (*source rock*) matang.
2. Adanya batuan reservoir (*reservoir rock*), yaitu batuan yang memiliki porositas dan permeabilitas yang baik sehingga mampu mengakumulasikan dan mengalirkan hidrokarbon dengan baik.
3. Adanya batuan penutup (*seal rock*), adalah batuan yang bersifat impermeable (tidak dapat mengalirkan fluida) yang terletak diatas reservoir yang memiliki peran sebagai penutup yang menghalangi keluarnya fluida dari *reservoir rock*.

4. Adanya jalur migrasi, yaitu perpindahan hidrokarbon hasil pematangan di batuan induk (*source rock*) menuju ke batuan reservoir.
5. Adanya jebakan (*trap*), yaitu bentuk geometri di bawah permukaan yang bertujuan untuk menghentikan pergerakan hidrokarbon di batuan reservoir sehingga hidrokarbon akan terperangkap dan terakumulasi di batuan reservoir.

Kelima unsur *petroleum system* biasanya ditampilkan dalam sebuah chart (**Gambar 2.3**) yang menunjukkan hubungan antara umur geologi dengan kelima unsur dari *petroleum system*.

Petroleum system ini akan sangat berpengaruh dalam melakukan analisa keberadaan akumulasi hidrokarbon, dari hasil pemboran eksplorasi, telah terbukti bahwa keberhasilan terjadi ketika kelima faktor tersebut diatas terpenuhi sedangkan kegagalan disebabkan oleh tidak terpenuhinya salah satu atau lebih, faktor-faktor tersebut diatas (Budiyani, 1994). Berikut ini pembahasan mengenai kelima aspek penting dalam *petroleum system* di Cekungan Jawa Timur Utara.

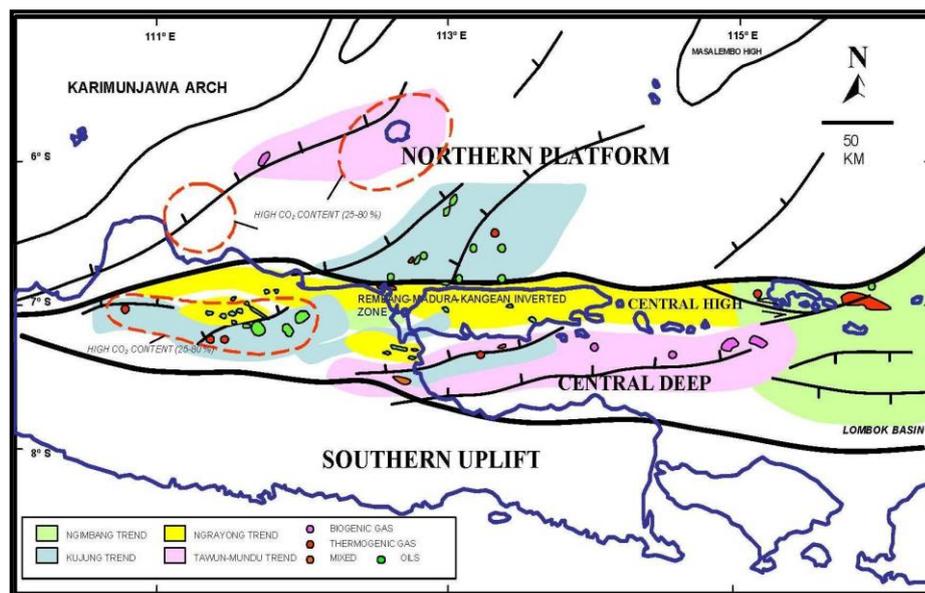


Gambar 2.3
Petroleum System Chart Cekungan Jawa Timur Utara
 (Puji Pratiknyo, 2016)

2.2.3.1. Batuan Induk (*Source Rock*)

Batuan induk (*source rock*) adalah batuan yang mempunyai banyak kandungan material terakumulasi, terawetkan, dan termatangkan secara termal. Batuan induk ini biasanya merupakan batuan yang mempunyai sifat mampu mengawetkan kandungan material seperti batu lempung atau batuan yang memang mengandung banyak material organik seperti batu gamping. Disamping kaya akan material organik, syarat untuk dapat menjadi batuan induk yang baik adalah mengalami proses pematangan secara termal, proses pematangan ini pun juga berbeda-beda tiap jenis kerogen.

Menurut studi dan analisis dari petroleum system dari minyak dan gas yang terletak di kawasan Cekungan Jawa Timur menunjukkan empat wilayah habitat hidrokarbon: (1) *Ngimbang Trend*, (2) *Kujung Trend*, (3) *Ngrayong Trend*, dan (4) *Tawun - Mundu Trend* (Satyana, 2003) (**Gambar 2.4**).



Gambar 2. 4
Habitat Hidrokarbon Cekungan Jawa Timur
 (Satyana, 2003)

Hidrokarbon di *Ngimbang Trend* mengisi perangkap stratigrafi dan struktur yang berhubungan dengan synrift deposits berumur Eosen di bagian selatan; sedangkan hidrokarbon di *Kujung Trend* berkaitan dengan batugamping terumbu Kujung-Tuban-Rancak berumur Oligo-Miosen berkembang sepanjang *paleohigh* berdekatan dengan *graben* Ngimbang, Kujung III, dan kemungkinan

batuan induk bawah Tuban diendapkan dalam graben inversi.

Hidrokarbon di *Ngrayong Trend* berkaitan dengan akumulasi minyak di daerah Cepu, yang terutama mengisi reservoir batupasir Ngrayong dan batupasir Wonocolo yang berumur Miosen. Dalam *Tawun-Mundu tren*, semua hidrokarbon terakumulasi dalam di dalam formasi-formasi Miosen, Pliosen hingga Plistosen dan diisi oleh gas biogenik. Sumber-sumber gas biogenik adalah serpih / batubara dari formasi yang sama, sedangkan campuran dengan gas dan minyak termogenik mungkin berasal dari batuan induk Ngimbang-Tuban Bawah.

Geokimia minyak Jawa Timur memiliki *oxic* hingga *sub-oxic terrestrial* pada *marginal marine source*. Minyak yang dihasilkan dari tingkat *mature* sampai *fairly mature*. Batuan sumber yang diharapkan adalah serpih Formasi Ngimbang Eosen Tengah, serpih Formasi Kujung Bawah Oligosen Akhir, dan serpih Formasi Tuban Bawah berumur Awal Miosen. Gas alam di Jawa Timur dapat dibagi menjadi tiga jenis genetik: (1) gas termogenik tercampur dan gas tak terampur, (2) biogenik/gas bakteri, kemungkinan besar telah bersumber dari serpih dan batubara Neogen dan (3) campuran biogenik-termogenik gas. Pada Lapangan “HRD” *source rock* berasal dari Formasi Ngimbang dengan migrasi hidrokarbon secara vertical melalui fault pada selatan Lapangan “HRD”.

2.2.3.2. Batuan Reservoir (*Reservoir Rock*)

Reservoir adalah batuan atau lapisan yang memiliki porositas dan permeabilitas yang baik sehingga batuan atau lapisan ini mampu menjadi tempat terakumulasinya hidrokarbon.

Secara teori, semua batuan baik batuan beku maupun *metamorf* dapat bertindak sebagai batuan reservoir. Namun, pada kenyataannya hampir seluruh batuan reservoir merupakan batuan sedimen. Pada sekarang ini, dikenal dua macam jenis batuan sedimen yang merupakan jenis batuan reservoir yang baik, yaitu batupasir dan batugamping.

Dari tinjauan lapangan yang dilakukan, didapatkan beberapa reservoir yang menjadi reservoir ditemukannya akumulasi minyak dan gas, yaitu:

Di Cekungan Jawa Timur akumulasi utama minyak dan gas ditemukan pada reservoir:

1. Batupasir Eosen pada Ngimbang Bawah
2. Batugamping Eosen pada Ngimbang Atas
3. Batugamping Miosen pada Anggota Prupuh (Kujung Unit I)

Target Reservoir sekunder adalah:

1. Batupasir Miosen pada Formasi Ngrayong
2. Batupasir Formasi Wonocolo dan,
3. Batupasir Formasi Ledok.

Namun, sekarang ini batuan yang berfungsi sebagai reservoir hidrokarbon utama di Zona Rembang, Cekungan Jawa Timur Utara adalah batupasir Ngrayong yang berumur *Miosen* Tengah.

Reservoir Utama Zona Rembang

Reservoir Eosen Batupasir Ngimbang Bawah

Formasi ini diendapkan pada lingkungan mulai dari endapan danau sampai laut dangkal hingga laut terbuka seperti ditunjukkan oleh paleofacies rekonstruksi Eosen di daerah ini. Batupasir tipis yang banyak menyediakan saluran untuk hidrokarbon yang dihasilkan dari Serpih Ngimbang menjadi dalam reservoir potensial dalam batu pasir Ngimbang sendiri. Analisis komposisi batuan menunjukkan bahwa reservoir ini didominasi oleh serpih tebal dan batulempung dengan sisipan lapisan batupasir. Pada batupasir menunjukkan bukti sisa minyak pewarnaan dan memiliki warna kuning yang sangat pucat untuk fluoresensi oranye, tapi tidak jelas potongan fluoresensinya. Properti yang kurang baik untuk kualitas reservoir Batupasir Ngimbang Eosen ini juga ditunjukkan oleh rata-rata porositas lebih rendah dari 13% (atau dengan kisaran 8—18%).

Reservoir Eosen Batugamping Ngimbang

Sebagian besar bagian utara cekungan (dalam Zona Rembang) ditutupi oleh endapan dari Formasi Ngimbang. Di selatan-baratdaya, beberapa daerah dapat secara lokal dipengaruhi oleh produk vulkanik atau non-deposisi pada tinggian struktural. Litologi ini didominasi oleh batugamping dan batulempung atau serpih. Salah satu sikuen adalah kehadiran di daerah utara menunjukkan ketebalan reservoir bersih sekitar 84'. Dalam beberapa sumur, mereka memiliki sifat-sifat

reservoir sedang dengan rata-rata porositas rendah 10% (kisaran 8—16)% dan saturasi air yang tinggi (74—100)%.

Reservoir Oligosen Batugamping Kujung Bawah

Akumulasi endapan karbonat laut dangkal Formasi Kujung Oligosen Akhir-Miosen Awal terdapat luas di seluruh Cekungan Jawa Timur. Sikuen ini merupakan target penting reservoir dan fluida minyak tampaknya merupakan jenis utama dari hidrokarbon seperti ditemui di Blok Ketapang (Mudjiono dan Pireno, 2001). Dalam beberapa sumur, reservoir ditemukan pada interval 1300' - 1870', ketebalan batu gamping bersih dalam formasi ini adalah sekitar 20-30', dengan *net-to-gross* 4-6%. Reservoir ini terdiri dari dominan napal neritik tengah sampai bathyal luar dan serpih interbedded dengan batugamping dan dolomit di bagian bawah. Batugamping *boundstone* menunjukkan porositas sedang hingga baik, porositas biasanya *mollic* dan *vuggy*, plankton dan fragmen koral. Batugamping *wackestone*, banyak fragmen cangkang foram besar, puing-puing fosil, sebagian mengkristal.

Reservoir Miosen Awal Batugamping Anggota Prupuh (Kujung Unit I).

Anggota Batugamping Prupuh (Kujung Unit I) ditandai oleh banyaknya dan luasnya penyebaran *carbonate build-up* di platform yang luas di bagian utara Cekungan Jawa Timur, berisi foram besar *spiroclypeous* sp. yang berlimpah dan skeletal material menunjukkan potensi pembentukan terumbu. Hasil analisa menunjukkan batuan reservoir ini didominasi oleh batugamping tebal 156-170' dengan perselingan serpih dan batulempung. Pada batugamping Prupuh *build-up reefal* telah terbukti menjadi oil bearing di beberapa sumur dan salah satu hasil test menunjukkan 2150 BOPD dengan cadangan yang dapat diperoleh kembali sebesar 50 MMBO. Dalam beberapa sumur, formasi ini ditemukan pada interval kedalaman 2010' - 2102', dan ketebalan batugamping bersih 15', dengan *net-to-gross* sebesar 17%. Kualitas reservoir di beberapa sumur ditunjukkan dengan rata-rata porositas baik 30% (11—37)% tetapi permeabilitasnya rendah, hanya 0,5 mD diukur dari analisis inti.

Reservoir Sekunder di Zona Rembang

Reservoir Miosen Tengah-Akhir Batupasir Ngrayong

Ngrayong sebagian besar terdiri dari batupasir kuarsa, coklat, merah kecoklatan, merah, lignit, sisipan batugamping, batulempung karbonatan dan serpih, nodul batugamping dan bioturbasi. Perkiraan ketebalan pada singkapan mencapai 987' (301 m). Ardhana (1993) mengenali tiga unit pengendapan. Unit I (batupasir silang-siur) dan II (*turbidite*) dan Unit III (*channel turbidite*) merupakan sikuen regresif atas dan terletak di atas dua lainnya. Di beberapa sumur formasi ini dijumpai pada interval kedalaman 2641'—3156' dengan ketebalan bersih 77' dan *net to gross* 15%, dan di sumur lain pada interval kedalaman 1671'—1899'. Ciri reservoir yang menunjukkan indikasi Batupasir Ngrayong, terdiri dari batupasir dan serpih dengan sisipan bioklastika, kadang-kadang fosiliferous, batugamping. Batupasir yang dominan di bagian atas dan serpih di bagian bawah, batupasir yang umumnya berlimpah butir kuarsa, berbutir halus-sedang. Kualitas reservoir Batupasir Ngrayong ditunjukkan baik oleh rata-rata porositas baik 25% (10—40)%, dengan pada interval tertentu memiliki saturasi air rendah berkisar 68,5-100%, menunjukkan *oil-bearing* dengan *water cut* tinggi.

Reservoir Miosen Tengah-Akhir Batugamping pasiran Wonocolo

Batu gamping pasiran Wonocolo terdiri dari napal, batu pasir dan batulanau, beberapa diantaranya mengandung minyak. Sifat reservoir yang ada dalam sumur menunjukkan interval batugamping-pasiran Wonocolo Miosen diinterval kedalaman 1007'—2640' dengan ketebalan kotor 1633', dan ketebalan reservoir bersih 51' dan *net to gross* 30%. Sementara disumur lain ditemukan pada 1669'—1800', ketebalan formasi kotor sekitar 231', ketebalan reservoir bersih 38' dan *net to gross* 16,5%. Kualitas reservoir batugamping pasiran Wonocolo di sumur adalah baik, ditandai dengan porositas rata-rata 21,5% (dari kisaran porositas 10—40%), dengan beberapa interval telah cukup jenuh air sebesar 60—100%. Porositas rata-rata adalah sekitar 31% (11—36%) dengan semua interval memiliki saturasi air yang tinggi.

Reservoir Pliosen Awal Batugamping Ledok

Batu gamping Ledok Pliosen Awal dalam Sumur Ngronggah1 dijumpai pada kedalaman 509'—947'. Ketebalan formasi kotor sekitar 353', ketebalan reservoir bersih 22' dan *net-to-gross* 10%. Formasi ini terdiri dari batupasir

gampingan dengan sisipan batugamping tipis, gradasi ke batulempung gampingan diselingi dengan batupasir gampingan di bagian bawah. Batupasirnya berbutir halus hingga sedang, gampingan umumnya *glauconitic*. Batugampingnya adalah *packstone* atau *wackestone*, diselingi dengan batu pasir dan batulempung gampingan. Kualitas reservoir Fomasi Ledok di sumur ditunjukkan dengan rata-rata porositas baik 30% (22—35)%, dengan sebagian besar interval memiliki saturasi air cukup tinggi.

2.2.3.3. Batuan Penutup (*Seal Rock*)

Batuan penutup adalah batuan yang memiliki sifat *impermeable* dan biasanya memiliki ukuran butir yang sangat halus dimana ikatan antar butirnya sangat rapat sehingga hidrokarbon yang telah sampai di batuan reservoir akan terperangkap dan terakumulasi hanya di batuan reservoir tersebut. Secara umum, batuan yang biasanya berperan sebagai batuan penutup (*seal rock*) adalah *shale*, *evaporite (salt)*, dan batuan karbonat (*limestone* dan *dolomite*).

Pada cekungan ini, Serpih Kujung Atas bertindak sebagai *seal rock* regional untuk reservoir *Eosen* dari batupasir Formasi Ngimbang. *Seal rock* regional lain yang ada di cekungan ini adalah serpih Formasi Tuban yang terdiri dari serpih, batulempung, dan napal yang berumur Awal-*Miosen* yang terletak selaras di atas *reservoir* Batugamping Kujung. Secara regional, pada Cekungan Jawa Timur ini, batuan yang berfungsi sebagai *seal* adalah batulempung Formasi Wonocolo dan Formasi Mundu.

2.2.3.4. Ekspulsi dan Migrasi

Migrasi merupakan proses perpindahan hidrokarbon yang telah terbentuk pada batuan induk menuju ke tempat akumulasi hidrokarbon. Proses migrasi biasanya terjadi melalui batuan porous atau bidang sesar yang arahnya menuju ke atas (permukaan) atau tempat dengan tekanan yang lebih rendah.

Migrasi secara umum dibagi menjadi dua yaitu migrasi *primer* (ekspulsi) dan migrasi *sekunder*. Migrasi *primer* adalah pergerakan hidrokarbon keluar dari batu induknya menuju batuan reservoir yang arahnya bisa ke atas, ke samping atau bahkan ke bawah tergantung posisi reservoir yang terdekat, sedangkan migrasi *sekunder* adalah pergerakan hidrokarbon dari satu reservoir ke reservoir lainnya,

migrasi sekunder ini akan selalu mengarah ke atas secara vertikal melalui patahan ataupun *up-dip* dan ke samping (Moehadi, 2010).

Kitchen area di Cekungan Jawa Timur telah dibahas dalam berbagai publikasi. Bagian atas *kitchen* efektif untuk endapan delta, biasanya diambil dimana $R_o = 0.6$, sedangkan batas bawahnya sesuai dengan awal zona tekanan tinggi. Pemodelan memprediksi puncak pembentukan minyak pada batuan induk Eosen yang dimulai sekitar 12 Ma (Miosen Tengah) sebagai akibat dari pembebanan tektonik dan sedimentasi yang terus berlangsung sampai sekarang. Kehadiran C_2 gas termogenik (5ppm), C_3 (5ppm), dan C_4 (2ppm) pada beberapa interval kedalaman (3.704—3.842 kaki) menunjukkan tingkat kematangan batuan dengan migrasi hidrokarbon terjadi saat ini. Gradien panas bumi rata-rata di wilayah cekungan ini berkisar antara 1,5 ° F/100ft menjadi 2,5 ° F/100ft dan *heat flow* 60 mW/m². Berdasarkan ekstrapolasi R_o dari beberapa sumur, *oil window* tampaknya mulai pada kedalaman 5228,1 kaki (1593,78 m). Proses akumulasi generasi-migrasi masih terjadi pada saat ini.

Pemodelan geologi berdasarkan ketebalan sedimen memprediksi pembentukan minyak terjadi di batuan Induk Eosen. Ketebalan diprediksi dari sedimen Tersier di daerah cekungan rendah sekitar 20.265 ft. Bagian atas pembentukan hidrokarbon yang potensial terjadi pada kedalaman sekitar 12.403 kaki. Hidrokarbon mulai bermigrasi (saat kritis) di Miosen Tengah. Migrasi hidrokarbon dari batuan induk ke reservoir pada dasarnya vertikal dan lateral. Migrasi vertikal ke reservoir lebih dangkal melalui sesar sedangkan migrasi lateral terjadi melalui permeabilitas matriks.

2.2.3.5 Perangkap (*Trap*)

Perangkap (*trap*) adalah konfigurasi struktur atau perlapisan dimana batuan reservoir yang *permeable* dilingkupi atau dikelilingi oleh batuan penutup yang bersifat *impermeable*. Sehingga dari konfigurasi ini akan tercipta jebakan dengan suatu kondisi yang mampu menahan hidrokarbon sehingga hidrokarbon akan terakumulasi. Secara umum, perangkap (*trap*) dibagi menjadi 2 yaitu perangkap struktur (*structural trap*) dan perangkap stratigrafi (*stratigraphic trap*).

Pada Cekungan Jawa Timur Utara ini terdapat perangkap struktur dan

perangkap stratigrafi. Perangkap struktur di cekungan ini dikontrol oleh adanya peristiwa tektonik pada *Plio-Pleistosen* yang menghasilkan jalur perlipatan dan sesar. Jenis perangkap yang ada di cekungan ini dapat dideskripsikan sebagai berikut:

1. Perangkap struktur, pada umumnya merupakan antiklin yang pembentukannya berkaitan dengan aktivitas tektonik. Perangkap struktur dapat berupa antiklin yang menunjam ke dua arah (*4-way closure*) atau antiklin menunjam yang terpotong oleh adanya sesar naik atau sesar normal (*3-way closure*).
2. Perangkap stratigrafi, merupakan perangkap yang terbentuk dan memiliki hubungan erat dengan perubahan tipe batuan yang terjadi baik secara lateral maupun vertikal dan ketidakselarasan. Pada Cekungan Jawa Timur Utara, perangkap stratigrafi adalah *carbonate build-up* pada masa Oligosen yaitu batugamping-terumbu Oligosen Formasi Kujung dan batugamping Eosen Formasi Ngimbang.

2.3. Karakteristik Reservoir Lapangan “HRD”

Berdasarkan analisa dan tinjauan lapangan yang dilakukan, reservoir Lapangan “HRD” merupakan *saturated reservoir*. *Saturated reservoir* merupakan kondisi reservoir dimana tekanan reservoir awal lebih kecil dari tekanan saturasi atau *bubble point* ($P_i > P_b$). Dalam kondisi ini, gas yang terlarut dalam minyak akan terbebas atau keluar dari minyak sehingga menghasilkan kondisi 2 fasa yaitu fasa minyak dan gas. Kondisi awal dari reservoir ini yaitu tekanan awal reservoir (P_i) dan temperature awal reservoir (T_i) dapat diperkirakan dari data survei tekanan dan temperature dari hasil uji *Pressure Build Up* (PBU) yang dilakukan dan survei tekanan statik. Menurut analisa pada sumur eksplorasi CLD-01, tenaga pendorong (*drive mechanism*) pada sumur ini adalah *solution gas drive*.

2.3.1. Karakteristik Batuan

Menurut tinjauan lapangan yang dilakukan, pada Lapangan “HRD” telah dilakukan pemboran eksplorasi sumur CLD-01 dan berhasil menemukan cadangan minyak. Berdasarkan interpretasi data petrofisika dan coring maka ditentukan lima titik perforasi pada sumur CLD-01, yaitu : Lapisan a01 pada interval (1756—1761)

, lapisan a02 (1675—1682), lapisan a03 (1482—1487), lapisan a04 (1383—1390) dan lapisan a05 (1362—1368,5).

Reservoir yang berkembang pada zona prospek Sumur CLD-01 adalah batu gamping (*Limestone*) pada Formasi Ngrayong dan Formasi Bulu serta batu pasir (*Sandstone*) pada Formasi Wonocolo.

Karakteristik batuan di Struktur Lapangan “HRD” diperoleh dari analisa sumur CLD-01 lapisan A pada zona *interest*. Jenis batuan yang terdapat pada sumur CLD-01 adalah *limestone* dan juga *sandstone*, dan sifat fisik batuan pada lapangan “HRD” terdiri dari porositas yang besarnya 15—26 %, permeabilitas berkisar 10—300 mD, dan saturasi air berkisar 40—70 %.

2.3.2. Sifat Fisik Fluida

Sifat fisik fluida reservoir diperoleh dari hasil pengujian laboratorium sampel fluida hidrokarbon (PVT) sumur CLD-01. **Tabel II-1.** merupakan Tabulasi Data PVT dan Struktur Lapangan “HRD” dan sifat fisik fluida reservoir sumur CLD-01. Dari analisa data *sample well* tersebut dapat disimpulkan bahwa jenis fluida reservoir struktur Lapangan “HRD” adalah *Black Oil*.

Tabel II-1.
Tabulasi Data PVT Lapangan “HRD”
(PT. Pertamina EP Asset 4)

Compositional Analysis of Gas			Sample Information	
Component	Mole %	GPM	Sampling Date	10 October 2012
N2 Nitrogen	0.720		Sampling Time	08:25
CO2 Carbon Dioxide	3.197		Sampling Location	Separator
H2S Hydrogen Sulfide	0.000			TPN-01 TW.DST#4
C1 Methane	74.185		Sample Description	GAS
C2 Ethane	6.452	1.725	Cylinder Number	A00850
C3 Propane	6.395	1.761	Sampling Conditions	31 Psig @ 87 °F
iC4 iso-Butane	2.515	0.823	Additional Sample Information	
nC4 n-Butane	2.303	0.727	Opening Pressure (psig)	30
iC5 iso-Pentane	1.817	0.664	Opening Temperature (F)	120
nC5 n-Pentane	0.992	0.359	Notes	
C6 Hexanes	0.905	0.372	Specific Gravity Gas	0.8439 Air = 1.0000
C7 Heptanes	0.250	0.095	Ideal Gross Calorific Valur	1370.6 Btu/cuft @ 14.73psia, 60°F
C8 Octanes	0.148	0.070	Molecular Weight	24.416 g.mol ⁻¹
C9 Nonanes	0.114	0.062	Gas Compressibility Factor, Z	0.9952 @ 14.73psia & 60°F
C10 Decanes	0.007	0.004		
C11 Undecanes	0.000	0.000		
C12+ Dodecanes plus	0.000	0.000		
Totals	100.000	6.662		

Analyzed by GPA 2286 Method

2.4. Sejarah Produksi Lapangan “HRD”

Lapangan “HRD” dikelola oleh PT. Pertamina EP *Field Cepu Regional 4*. Pada Lapangan “HRD” ini pertama kali dilakukan pemboran untuk sumur eksplorasi yaitu sumur CLD-01 pada tahun 1998 oleh PT. Humpuss Patragas. Selanjutnya, pada tahun 2012 PT. Pertamina EP melakukan pemboran sumur eksplorasi CLD-001TW yang berjarak 10 meter dari CLD-01, pada sumur ini dilakukan DST sebanyak 5 lapisan. Kemudian dilanjutkan pemboran sumur eksplorasi CLD-003 pada 2014 sebagai sumur *deepening* dengan target formasi *Upper Tuban*. Terakhir dilakukan pemboran sumur eksplorasi CLD-002 pada 2016 sebagai sumur delineasi untuk menentukan batas kontak fluida luar. Dilakukan juga pemboran sumur produksi yaitu CLD-004, CLD-005 dan CLD -006.

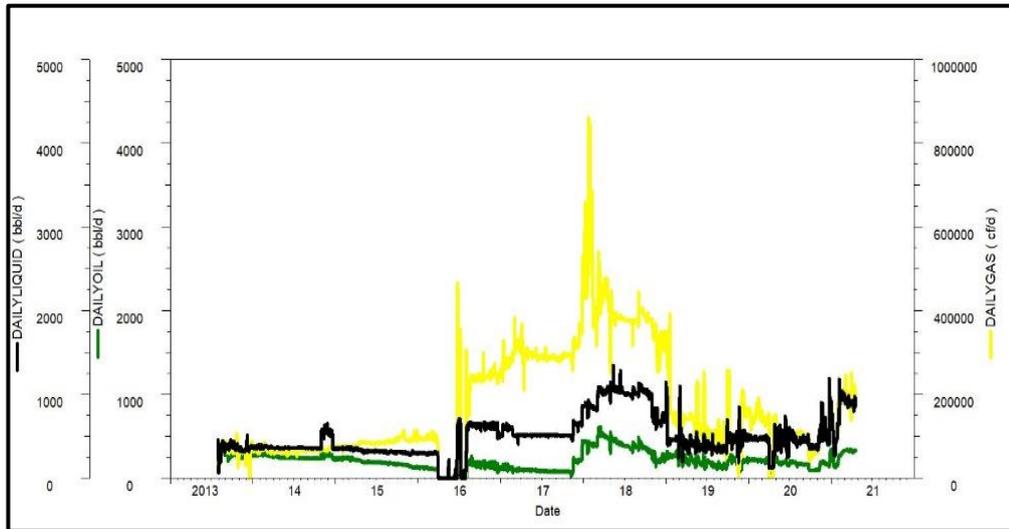
Pada saat ini, Lapangan “HRD” memiliki 5 sumur berproduksi yaitu :

- Sumur CLD-001TW berproduksi pada Lapisan G dan K1 secara *commingle*.
- Sumur CLD-003 berproduksi pada Lapisan K1 dan L5 secara *commingle*.
- Sumur CLD-004 dan CLD-005 berproduksi pada Lapisan L5.
- Sumur CLD-006 berproduksi pada Lapisan K1.

Grafik yang menunjukkan bagaimana sejarah produksi pada Lapangan “HRD” mulai dari awal hingga saat ini dapat dilihat pada **Gambar 2.5**. Pada Lapangan “HRD” dilakukan *monitoring* data produksi yang dapat digunakan untuk melihat performance produksinya seperti yang terlihat pada **Tabel II-2**.

Tabel II-2
Ringkasan Sejarah Produksi Lapangan “HRD”
(PT. Pertamina EP Asset 4, 2021)

Sumur	Tanggal Produksi		Rate Awal (bopd)	Rate Akhir (bopd)	Rate Puncak (bopd)	Status	Metode Pengangkatan
	Awal Produksi	Akhir Produksi					
CLD-001	29-Jul-13	18-Apr-21	259	125	391	Oil Production	ESP
					14-Aug-13		
CLD-003	31-Oct-14	18-Apr-21	93	31	111	Oil Production	ESP
					13-Nov-14		
CLD-004	16-Nov-17	18-Apr-21	146	76	226	Oil Production	ESP
					16-Nov-17		
CLD-005	27-Dec-17	18-Apr-21	187	35	246	Oil Production	ESP
					27-Dec-17		
CLD-006	01-Mar-18	18-Apr-21	105	63	155	Oil Production	ESP
					01-Mar-18		



Gambar 2. 5
Grafik Sejarah Produksi Lapangan “HRD”

BAB III
DASAR TEORI

3.1. Sifat Fisik Reservoir

Reservoir merupakan batuan tempat terakumulasinya fluida hidrokarbon (minyak dan gas bumi) dan air. Unsur-unsur yang menjadi penyusun reservoir adalah batuan reservoir (*reservoir rock*), lapisan penutup (*cap rock*), perangkat reservoir (*reservoir trap*), dan kondisi reservoir yang meliputi tekanan dan temperatur (Rukmana dkk, 2011). Pada umumnya setiap reservoir memiliki karakteristik reservoir yang berbeda, bergantung pada karakteristik batuan dan fluida reservoirnya.

3.1.1. Sifat Fisik Batuan Reservoir

Secara umum batuan reservoir minyak dapat tersusun dari batuan pasir ataupun batuan karbonat. Pengetahuan tentang sifat fisik batuan dan interaksi yang ada antara sistem hidrokarbon dan formasi sangatlah penting untuk memahami dan mengevaluasi kinerja reservoir (Ahmed, 2006).

3.1.1.1. Porositas

Porositas adalah kemampuan batuan untuk menyimpan fluida reservoir. Besar kecilnya nilai porositas menunjukkan kemampuan batuan tersebut untuk menyimpan fluida reservoir. Porositas juga dapat didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori dari batuan dengan volume total batuan. Secara matematis, porositas dapat dinyatakan dengan :

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \dots\dots\dots(3-1)$$

$$\phi = \frac{V_b - V_s}{V_b} \dots\dots\dots(3-2)$$

Keterangan:

V_b = Volume batuan total (bulk volume)

V_s = Volume padatan batuan total (volume grain)

V_p = Volume ruang pori-pori batuan.

Porositas pada batuan reservoir berdasarkan hubungan antar porinya dapat diklasifikasikan menjadi dua, yaitu :

- a. Porositas absolut, adalah perbandingan antara volume pori total dengan volume total batuan (bulk volume).

$$\phi = \frac{\text{Volume Pori Total}}{\text{Bulk Volume}} \times 100\% \dots\dots\dots(3-3)$$

- b. Porositas efektif, adalah perbandingan antara volume pori yang saling berhubungan terhadap volume total batuan (bulk volume).

$$\phi = \frac{\text{Volume Pori yang Berhubungan}}{\text{Bulk Volume}} \times 100\% \dots\dots\dots(3-4)$$

3.1.1.2. Permeabilitas

Permeabilitas didefinisikan sebagai suatu ukuran yang menunjukkan “kemampuan batuan berpori untuk meloloskan suatu fluida pada suatu perbedaan tekanan yang ada” (Usman dan Carry, 1989). Persamaan permeabilitas dapat dilihat dalam Persamaan (3-5) berikut:

$$V_f = \frac{Q}{A_p} = - \frac{K}{\mu} \cdot \frac{\partial P}{\partial L} \dots\dots\dots(3-5)$$

Keterangan:

v_f = Kecepatan aliran, cm/sec

Q = Laju aliran fluida, cc/sec

A_p = Luas penampang media berpori, cm^2

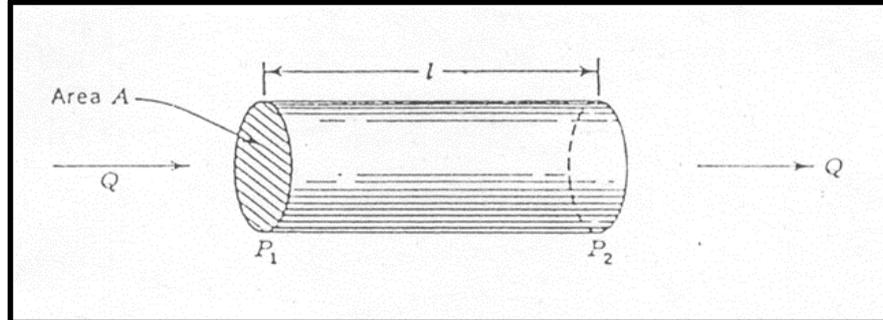
K = Permeabilitas, darcy

μ = Viskositas fluida, cp

$\frac{\partial P}{\partial L}$ = Gradien tekanan dalam arah aliran, atm/cm.

Dasar penentuan permeabilitas batuan adalah hasil percobaan yang dilakukan oleh Henry Darcy. Dari percobaan dapat ditunjukkan bahwa $Q \cdot \mu \cdot L / A_p \cdot (P_1 - P_2)$ adalah konstan dan akan sama dengan harga permeabilitas batuan yang tidak tergantung dari cairan, perbedaan tekanan dan dimensi batuan yang digunakan. Dengan mengatur laju Q sedemikian rupa sehingga tidak terjadi aliran

turbulen, maka diperoleh harga permeabilitas absolut batuan. Seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 3.1**.



Gambar 3.1.
Diagram Percobaan Pengukuran Permeabilitas
(Nind, T, E, W. 1964)

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{A_p \cdot (P_1 - P_2)} \dots\dots\dots(3-6)$$

Satuan permeabilitas dalam percobaan ini adalah:

$$K(\text{darcy}) = \frac{Q(\text{cm}^3/\text{sec}) \cdot \mu(\text{centipoise})L(\text{cm})}{A_p(\text{sqcm}) \cdot (P_1 - P_2)(\text{atm})} \dots\dots\dots(3-7)$$

Berdasarkan jumlah fasa yang mengalir dalam batuan reservoir, permeabilitas dibedakan menjadi tiga, yaitu:

- a. Permeabilitas absolut, yaitu dimana fluida yang mengalir melalui media berpori tersebut hanya satu fasa, misalnya hanya minyak atau gas saja.
- b. Permeabilitas efektif, yaitu permeabilitas batuan dimana fluida yang mengalir lebih dari satu fasa, misal minyak dan air, air dan gas, gas dan minyak, atau ketiga-tiganya.
- c. Permeabilitas relatif, merupakan perbandingan antara permeabilitas efektif dan permeabilitas absolut.

Pada prakteknya di reservoir, jarang sekali terjadi aliran satu fasa, kemungkinan terdiri dari dua fasa atau tiga fasa. Untuk itu dikembangkan pula konsep mengenai permeabilitas efektif dan permeabilitas relatif. Harga permeabilitas efektif dinyatakan sebagai K_o , K_g , K_w , dimana masing-masing untuk

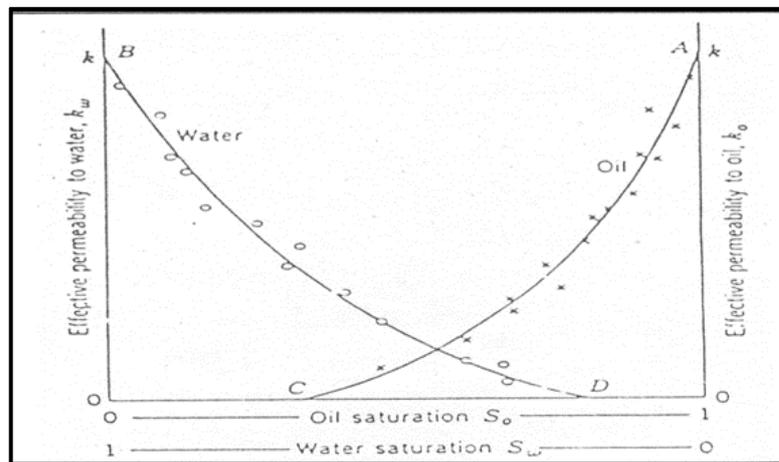
minyak, gas, dan air. Sedangkan permeabilitas relatif dinyatakan sebagai berikut :

$$K_o = \frac{Q_o \mu_o L}{A_p (P_1 - P_2)}, K_{ro} = \frac{K_o}{K} \dots\dots\dots(3-8)$$

$$K_w = \frac{Q_w \mu_w L}{A_p (P_1 - P_2)}, K_{rw} = \frac{K_w}{K} \dots\dots\dots(3-9)$$

$$K_g = \frac{Q_g \mu_g L}{A_p (P_1 - P_2)}, K_{rg} = \frac{K_g}{K} \dots\dots\dots(3-10)$$

Berikut adalah gambar yang menunjukkan hubungan permeabilitas relatif minyak dan air :



Gambar 3.2.
Kurva Permeabilitas Efektif untuk Sistem Minyak dan Air
(Nind, T, E, W. 1964)

3.1.1.3. Saturasi Fluida

Saturasi merupakan perbandingan antara volume batuan yang terisi fluida formasi tertentu terhadap total volume pori batuan yang terisi fluida. Saturasi secara umum dinyatakan dalam fraksi atau persen (Craft & Hawkins, 1991).

Dalam batuan reservoir minyak umumnya terdapat lebih dari satu macam fluida, kemungkinan terdapat air, minyak, dan gas yang tersebar ke seluruh bagian reservoir.

Saturasi minyak (S_o) adalah:

$$S_o = \frac{\text{volume pori - pori yang diisi oleh minyak}}{\text{volume pori - pori total}} \dots\dots\dots(3-11)$$

Saturasi air (S_w) adalah:

$$S_w = \frac{\text{volume pori - pori yang diisi air}}{\text{volume pori - pori total}} \dots\dots\dots(3-12)$$

Saturasi gas (S_g) adalah:

$$S_g = \frac{\text{volume pori - pori yang diisi oleh gas}}{\text{volume pori - pori total}} \dots\dots\dots(3-13)$$

S_g = Saturasi gas

S_o = Saturasi minyak

S_w = Saturasi air

Jika pori-pori batuan diisi oleh gas, minyak, dan air maka berlaku hubungan:

$$S_g + S_o + S_w = 1 \dots\dots\dots(3-14)$$

Sedangkan jika pori-pori batuan hanya terdiri dua macam fluida yaitu minyak dan air, maka:

$$S_o + S_w = 1 \dots\dots\dots(3-15)$$

3.1.2. Sifat Fisik Fluida Reservoir

Fluida minyak bumi dijumpai dalam bentuk cair, sehingga sesuai dengan sifat cairan pada umumnya, pada fasa cair jarak antara molekul – molekulnya relatif lebih kecil daripada gas. Sifat – sifat minyak bumi yang akan dibahas adalah densitas, viskositas, faktor volume formasi, dan kompressibilitas.

3.1.2.1. Faktor Volume Formasi Minyak

Faktor volume formasi minyak adalah perbandingan relatif antara volume minyak awal (kondisi reservoir) terhadap volume minyak akhir (kondisi tangki pengumpul), bila dibawa ke keadaan standart.

Pada saat tekanan reservoir diatas tekanan gelembung (P_b), maka minyak dan gas yang terlarut didalamnya berada dalam pori-pori batuan bersama-sama, sehingga keadaan ini disebut faktor volume formasi total (B_t).

B_t didefinisikan sebagai banyaknya volume minyak dan gas yang terlarut didalamnya dalam barrel pada kondisi reservoir yang ditempati oleh satu stock tank barrel (STB) minyak dan gas yang terlarut didalamnya. Harga B_t dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan berikut:

$$B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_s) \dots \dots \dots (3-16)$$

Keterangan :

B_t = Faktor volume formasi total, BBL/STB

B_o = Faktor volume formasi minyak, BBL/STB

B_g = Faktor volume formasi gas, BBL/STB

R_{si} = Kelarutan gas dalam minyak mula-mula, SCF/STB

R_s = Kelarutan gas dalam minyak pada tekanan tertentu, SCF/STB.

Harga B_t dapat pula ditentukan dengan menggunakan korelasi Standing (1947), dengan terlebih dahulu mengetahui tekanan, temperatur, *gravity* minyak, *gravity* gas, dan kelarutan gas dalam minyak.

Standing melakukan perhitungan B_o secara empiris:

$$B_o = 0.972 + (0.000147 \cdot [R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right) + 1.25T]^{1.175}) \dots \dots \dots (3-17)$$

Keterangan :

R_s = Kelarutan gas dalam minyak, scf/stb

γ_o = *Specific gravity* minyak, lb/cuft

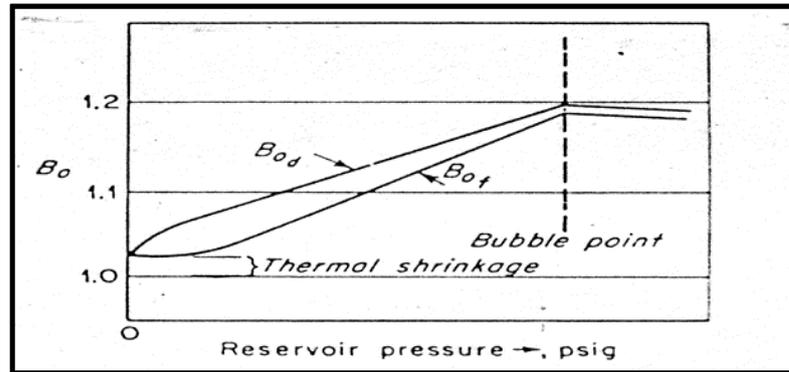
γ_g = *Specific gravity* gas, lb/cuft

T = Temperatur, °F.

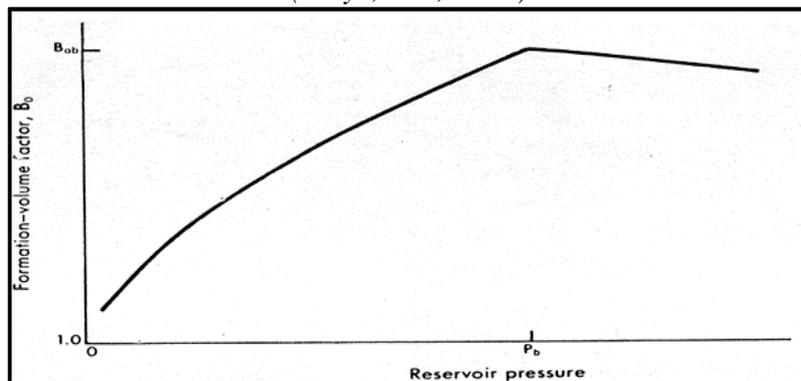
Harga faktor volume formasi (B_o) dipengaruhi oleh beberapa harga tekanan, yaitu :

- Tekanan dibawah P_b ($P < P_b$), B_o akan turun akibat sebagian gas terbebaskan. Jika kondisi tekanan reservoir berada diatas P_b , maka B_o akan naik dengan berkurangnya tekanan sampai mencapai P_b , sehingga volume sistem cairan bertambah sebagai akibat terjadinya pengembangan minyak.
- Tekanan diantara P_i dan P_b ($P_b < P < P_i$), B_o akan naik sebagai akibat terjadinya pengembangan gas. Setelah P_b dicapai, maka harga B_o akan turun dengan berkurangnya tekanan.

Korelasi antara tekanan dengan faktor volume formasi dapat dilihat pada gambar berikut:



Gambar 3.3.
Perbandingan Antara Faktor Volume Formasi Minyak dengan *Flash Liberation* dan *Differential Liberation*
 (Amyx, J.W, 1960)



Gambar 3.4.
Hubungan Faktor Volume Formasi Minyak dengan Tekanan
 (Mc Cain, 1973)

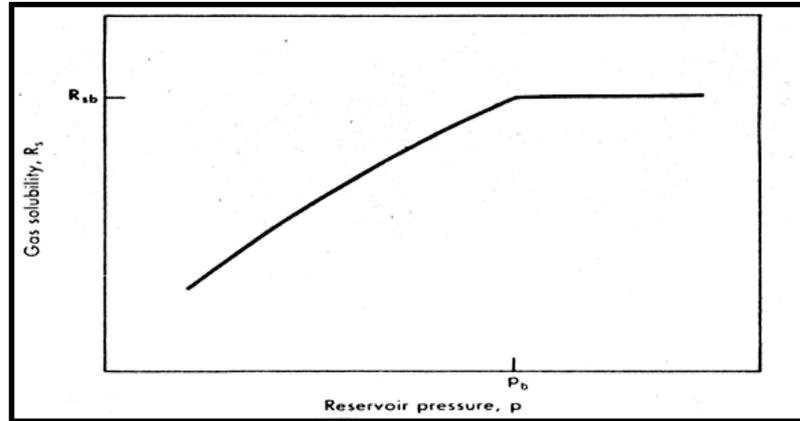
3.1.2.2. Kelarutan Gas dalam Minyak

Kelarutan gas (R_s) adalah banyaknya volume gas yang terbebaskan (pada kondisi standart) dari suatu minyak mentah di dalam reservoir, yang di permukaan volumenya sebesar satu stock tank barrel.

Faktor yang mempengaruhi R_s adalah :

- Tekanan, pada suhu tetap, kelarutan gas dalam sejumlah zat cair tertentu berbanding lurus dengan tekanan, kelarutan gas akan naik dengan bertambahnya tekanan sampai mencapai tekanan *bubble*, setelah mencapai tekanan *bubble* maka kelarutan gas akan konstan.
- Komposisi minyak dalam gas, kelarutan gas dalam minyak semakin besar dengan menurunnya *specific gravity* minyak.
- Temperatur, R_s akan berkurang dengan naiknya temperatur.

Berikut ini adalah gambar yang menunjukkan korelasi antara tekanan reservoir dengan perubahan nilai kelarutan gas.

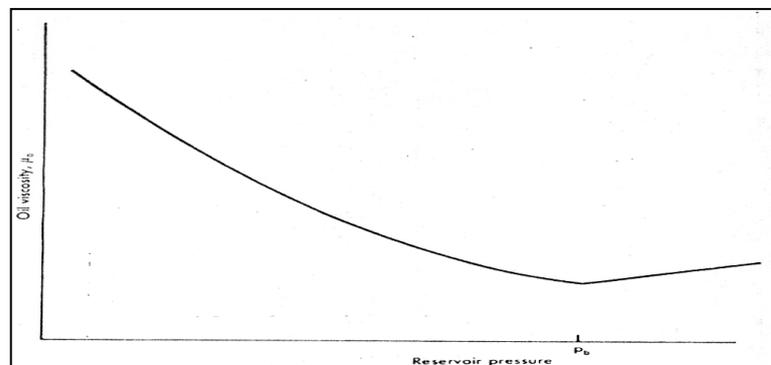


Gambar 3.5.
Kelarutan Gas dalam Minyak sebagai Fungsi Tekanan
(Mc Cain, 1973)

3.1.2.3. Viskositas

Viskositas minyak (μ_o) didefinisikan sebagai ukuran ketahanan minyak terhadap aliran, dengan satuan centi poise (cp) atau 0.01 gr/cm-sec. Viskositas minyak tergantung dari tekanan, temperatur, gravity minyak dan kelarutan gas dalam minyak. Viskositas minyak akan turun dengan naiknya temperatur dan akan naik dengan bertambahnya berat molekul. Viskositas minyak dipengaruhi oleh P , T , dan R_s . Viskositas minyak akan turun dengan naiknya tekanan sampai mencapai tekanan bubble, setelah mencapai tekanan bubble maka viskositas akan naik.

Berikut ini adalah gambar yang menunjukkan korelasi antara tekanan reservoir dengan perubahan nilai kelarutan gas.



Gambar 3.6.
Hubungan Viskositas Minyak dengan Tekanan Reservoir

3.2. *Decline Curve Analysis*

3.2.1. *Metode Decline Curve Analysis*

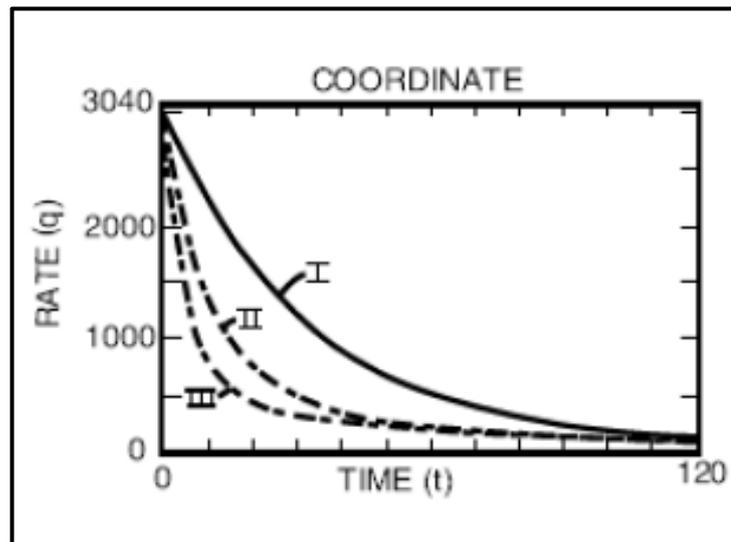
Metode *decline curve* merupakan salah satu metode untuk memperkirakan besarnya cadangan minyak berdasarkan data–data produksi setelah selang waktu tertentu. Perkiraan cadangan kumulatif dan cadangan sisa dengan menggunakan metode ini didasarkan pada data produksi. Syarat penggunaan metode *decline curve* adalah telah terjadi penurunan laju produksi dan tidak dilakukan perubahan metode produksi.

Kurva penurunan (*Decline Curve*) terbentuk akibat adanya penurunan produksi yang disebabkan adanya penurunan tekanan statis reservoir seiring dengan diproduksikannya hidrokarbon. Para ahli reservoir mencoba menarik hubungan antara laju produksi terhadap waktu dan terhadap produksi kumulatif dengan tujuan memperkirakan produksi yang akan datang (*future production*) dan umur reservoir (*future life*).

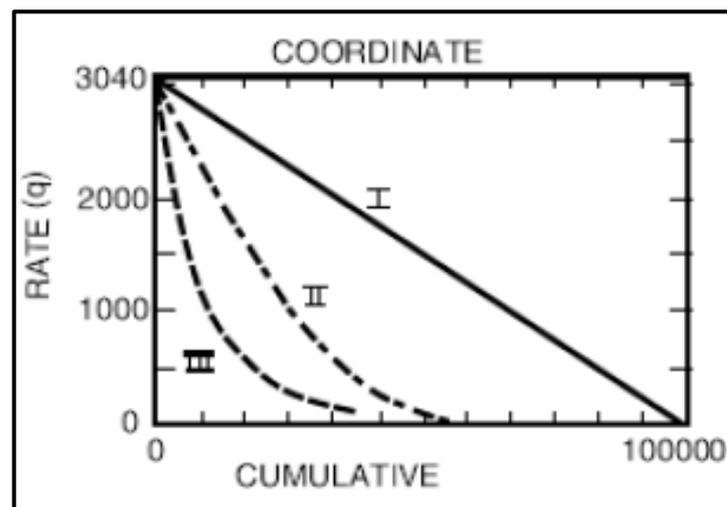
Penurunan laju produksi dipengaruhi oleh berbagai macam faktor, diantaranya mekanisme pendorong reservoir, tekanan, sifat fisik batuan dan fluida reservoir. Pada dasarnya perkiraan jumlah cadangan hidrokarbon, yaitu minyak atau gas menggunakan metode *decline curve* adalah memperkirakan hasil ekstrapolasi (penarikan garis lurus) yang diperoleh dari suatu kurva yang dibuat berdasarkan plotting antara data produksi atau produksi kumulatif terhadap waktu produksinya. Beberapa macam tipe grafik yang dapat digunakan untuk peramalan cadangan dan produksi hidrokarbon adalah :

1. Laju produksi terhadap waktu (q vs t)
2. Laju produksi terhadap produksi kumulatif (q vs N_p)
3. Porsen minyak terhadap produksi kumulatif (% oil vs N_p)
4. Produksi kumulatif gas terhadap produksi kumulatif minyak (G_p vs N_p)
5. Tekanan reservoir terhadap waktu (P vs t)
6. P/Z vs produksi kumulatif (untuk reservoir gas)

Grafik yang umum digunakan adalah tipe pertama (q vs t) dan kedua (q vs N_p) dimana keduanya memberikan pendekatan grafis yang dinamakan *decline curve*, seperti terlihat pada **Gambar 3.7**.



Gambar 3.7.
Grafik q vs t pada *Decline Curve*
(Smith, C.R., Tracy, G., Farrar, R.L., 1992)



Gambar 3.8.
Grafik q vs N_p pada *Decline Curve*
(Smith, C.R., Tracy, G., Farrar, R.L., 1992)

Kurva penurunan (*decline curve*) terbentuk akibat adanya penurunan produksi yang disebabkan penurunan tekanan statis reservoir seiring dengan diproduksikannya hidrokarbon, yaitu minyak dan gas. Para ahli reservoir mencoba menarik hubungan antara laju produksi terhadap waktu dan terhadap produksi kumulatif dengan tujuan memperkirakan produksi yang akan datang (*future production*) dan umur reservoir (*future life*). Kurva atau pola *decline* suatu produksi dicirikan oleh 3 (tiga) faktor:

1. Laju Produksi awal atau laju produksi dalam kurung waktu tertentu
2. Kelengkungan kurva penurunan produksi
3. Konstanta *decline*

Ketiga faktor di atas merupakan hasil kombinasi dari faktor :

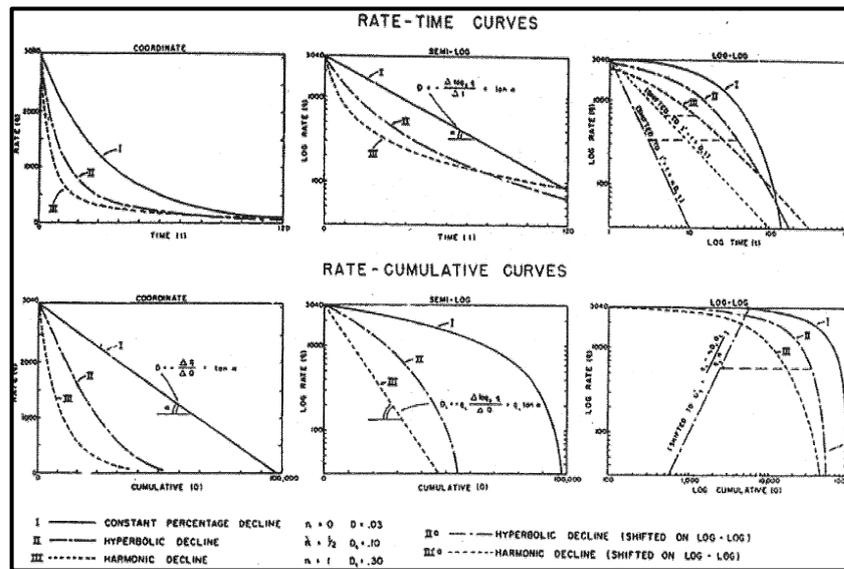
1. Parameter geologi : fasies
2. Parameter reservoir : porositas, permeabilitas, saturasi, permeabilitas relatif, dan dimensi reservoir
3. Parameter sifat fisik dan batuan reservoir
4. Pengaruh kondisi sumur: ukuran *choke*, lubang sumur, diameter lubang, interval kompleksi, kerusakan formasi, ketinggian fluida
5. Fasilitas dan mekanisme pengangkatan

Syarat-syarat dalam menganalisa kurva *decline* adalah sebagai berikut :

1. Jumlah sumur aktif harus konstan
2. Tidak ada perubahan *choke* atau perubahan kapasitas /mekanisme pengangkatan dan perubahan kompleksi untuk DCA per sumur.
3. Tidak ada masalah di lubang sumur (kepasiran)
4. Tidak ada masalah dengan fasilitas atau gangguan dari surface

Decline curve yang digunakan pada saat ini merupakan plot dari *rate* produksi vs waktu pada kertas semilog, log-log dan kertas dengan skala tertentu. Semilog lebih umum digunakan dibandingkan yang lain. Jika log *rate* produksi diplot terhadap waktu maka akan terjadi *straight line* (garis lurus), hal ini dinamakan dengan exponential decline. Pada **Gambar 3.9** menunjukkan tipe dasar dari *decline curve*.

Metode ini memerlukan suatu asumsi, bahwa makin lama *rate* produksi sumur akan makin menurun, oleh karena itu analisa *decline curve* hanya dapat digunakan selama kondisi mekanis dan radius pengurasan tetap konstan didalam suatu sumur mampu memproduksi pada kapasitasnya.



Gambar 3.9.
Tipe Dasar Decline Curve
 (Smith, C.R., Tracy, G., Farrar, R.L., 1992)

Analisa *decline curve* memerlukan beberapa data produksi, data ini merupakan data yang paling mudah diperoleh karena selalu dicatat dengan teliti sehingga cara yang paling mudah untuk penafsiran adalah mencari hubungan antara rate produksi terhadap waktu dan produksi komulatif, kemudian mengekstrapolasikan hubungan itu sampai suatu batas ekonomis. Titik potong ekstrapolasi dengan batas ekonomis itu menunjukkan kemungkinan sumur dan recovery di masa mendatang. Anggapan yang digunakan pada metode ini adalah:

1. *Reservoir* atau sumur diproduksi pada kapasitasnya.
2. *Performance reservoir* di masa datang tetap sama dengan *performance reservoir* dimasa lalu.

3.2.2. Jenis Decline Curve

Secara umum *decline* dapat dibagi menjadi 3 jenis yaitu *exponential decline*, *hyperbolic decline* dan *harmonic decline* berdasarkan harga eksponen *decline*-nya atau lebih dikenal dengan "b". Harga b berkisar 0 sampai dengan 1. Jika harga b=0 maka disebut sebagai *exponential decline*, jika harga (0<b<1) maka disebut *hyperbolic decline* dan jika harga b=1 disebut dengan *harmonic decline*. Untuk harga b=0 (*exponential decline*) dan b=1 (*harmonic decline*) merupakan kasus yang khusus dan jarang ditemukan, tipe *hyperbolic decline* (0<b<1)

merupakan kasus yang umum. Untuk menentukan besarnya eksponen *decline* dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan berikut (**Persamaan 3-18**)

$$-b = \frac{d\left(\frac{q}{dq}\right)}{dt} \dots\dots\dots(3-18)$$

Keterangan:

- b = Eksponen *decline*
- q = Rate produksi, BOPD
- t = Waktu, hari

Secara umum harga D (*nominal decline rates*) dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan dibawah ini :

$$D = \frac{\left(\frac{q_i}{q}\right) - 1}{b} \dots\dots\dots(3-19)$$

Keterangan:

- qi = Laju produksi minyak pada saat *initial* (pertama kali), BOPD
- q = Laju produksi, BOPD
- t = Waktu, bulan
- b = Eksponen *decline*

Tabel III- 1
Persamaan-Persamaan *Decline Curve*
(Smith, C.R., Tracy, G., Farrar, R.L., 1992)

	Type Decline		
	Exponential	Hyperbolic	Harmonic
Characteristics	Decline is constant	Decline varies with instantaneous rate raised to power "b"	Decline is directly proportional to the instantaneous rate.
Exponent	b = 0	b ≠ 0, b ≠ 1	b = 1
Rate time relationship	$q = q_i \cdot e^{-D_i t}$	$q = q_i (1 + b D_i t)^{-\frac{1}{b}}$	$q = q_i (1 + D_i t)^{-1}$
Rate cumulative Relationship	$N_p = \frac{(q_i - q)}{D_i}$	$N_p = \frac{q_i^b}{(1-b)D_i} (q_i^{1-b} - q^{1-b})$	$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right)$
Dimensionless Time, t _D	$D_i t = \ln\left(\frac{q_i}{q}\right)$	$D_i t = \frac{\left(\frac{q_i}{q}\right) - 1}{b}$	$D_i t = \left(\frac{q_i}{q}\right) - 1$
Dimensionless Production, q _D	$\frac{N_p}{q_i t} = \frac{1 - \left(\frac{q_i}{q}\right)^{-1}}{\ln\left(\frac{q_i}{q}\right)}$	$\frac{N_p}{q_i t} = \frac{1 - \left(\frac{q_i}{q}\right)^{b+1}}{\left(\frac{q_i}{q}\right)^b - 1} \left(\frac{b}{1-b}\right)$	$\frac{N_p}{q_i t} = \frac{\ln\left(\frac{q_i}{q}\right)}{\left(\frac{q_i}{q}\right) - 1}$

3.2.2.1. *Exponential Decline Curve*

Jika log *rate* produksi di plot terhadap waktu maka akan terjadi *straight line* (garis lurus), hal ini dinamakan dengan *exponential decline*. Eksponential *decline* sering disebut sebagai *constant percentage decline* atau *geometric decline*, yang dicirikan dengan kenyataan bahwa penurunan *rate* produksi per satuan waktu adalah sebanding dengan *rate* produksi, Kurva penurunan yang konstan ini hanya diperoleh bila *loss ratio*-nya konstan.

Secara matematis bentuk kurva penurunannya dapat dituliskan sebagai berikut:

$$q = q_i \cdot e^{-Dt} \dots\dots\dots (3-20)$$

Keterangan :

q = Laju produksi pada waktu t , volume/waktu

q_i = Laju produksi pada waktu = 0, volume/waktu

d = Nominal *exponential decline rate*, 1/waktu

t = Waktu

e = Bilangan logaritma (2,718)

3.2.2.2. *Hyperbolic Decline Curve*

Data produksi yang diplot dan menunjukkan garis kelengkungan ke atas pada kertas semilog menunjukkan kasus *hyperbolic decline*.

Persamaan *hyperbolic decline* ditunjukkan pada persamaan dibawah ini:

$$q = q_i (1 + bD_i t)^{-\frac{1}{b}} \dots\dots\dots (3-21)$$

Keterangan:

q = Laju produksi pada waktu t , vol/satuan waktu

q_i = Laju produksi awal ($t = 0$), vol/ satuan waktu

D_i = Nominal *decline rate* awal ($t = 0$), 1/waktu

b = Eksponen *hyperbolic*

t = Waktu

Nilai b , berada pada kisaran 0 dan 1. Ketika b bernilai 0 ($b = 0$), maka disebut dengan *exponential decline* dan jika $b = 1$ maka disebut dengan *harmonic*

decline. Nilai b yang semakin besar akan akan memperpanjang *lifetime* dari suatu sumur.

3.2.2.3. Harmonic Decline Curve

Pada *harmonic decline* ini penurunan laju produksi persatuan waktu berbanding lurus terhadap laju produksinya sendiri. Bentuk *harmonic curve* merupakan bentuk khusus dari bentuk *hyperbolic*, yaitu untuk harga $b = 1$. Secara matematis bentuk persamaan dari *harmonic decline* dapat ditulis:

$$q = \frac{q_i}{1+D_{it}} \dots \dots \dots (3-22)$$

Hubungan laju produksi dengan produksi kumulatif ditunjukkan dengan persamaan sebagai berikut:

$$N_p = \frac{q}{D_i} \ln \frac{q_i}{q} * f \dots \dots \dots (3-23)$$

* f adalah unit waktu (jika q dalam BOPD dan D_i dalam 1 tahun maka $f = 365$).

3.2.3. Penentuan Tipe Decline Curve

Tipe *decline curve* ditentukan sebelum melakukan perkiraan jumlah cadangan sisa dan umur dari reservoir yang dikaji berproduksi sampai q_{limit} . Berdasarkan nilai b (eksponen *decline*), penentuan tipe *Decline Curve* yaitu menggunakan metode *Loss-Ratio*, dan metode *Trial Error* and *X²-Chisquare Test*.

3.2.3.1. Metode Loss - Ratio

Arp's J.J. (1944) mengembangkan teknik ekstrapolasi *decline curve* dengan menggunakan Metode *Loss-Ratio* (a). *Loss ratio* didefinisikan sebagai laju produksi pada akhir periode waktu produksi dibagi dengan kehilangan produksi (*loss*) selama periode tersebut ($q/(dq/dt)$), yaitu merupakan kebalikan dari *decline rate* dan disajikan dalam bentuk tabulasi untuk keperluan ekstrapolasi dan identifikasi daripada jenis *decline curve*.

Langkah-langkah perhitungan eksponen *decline* (b) dengan metode *loss ratio* adalah sebagai berikut:

1. Buat tabulasi yang meliputi: nomor, waktu (t), Δt , q_0 , Δq_0 , a (*loss ratio*), Δa , dan b (eksponen *decline*).
2. Untuk kolom dt (*time*), perhitungan : $\Delta t = t_0 - t_1$

3. Untuk kolom Δq (bbl/month), perhitungan :

$$\Delta q_n = q_0 - q_1$$

4. Untuk kolom a (*loss ratio*), perhitungan :

$$a_n = - \frac{q}{\left(\frac{\Delta q}{\Delta t}\right)} \dots\dots\dots(3-24)$$

5. Untuk kolom Δa , perhitungan : $\Delta a_n = a_2 - a_1$

6. Untuk kolom b (eksponen decline), perhitungan :

$$b_n = \frac{\Delta a}{\Delta t} \dots\dots\dots(3-25)$$

7. Ulangi prosedur perhitungan pada langkah (3) sampai langkah (6) untuk menghitung data-data selanjutnya.

8. Kemudian untuk menentukan penentuan jenis kurva yaitu :

$$b = \left| \frac{\sum b}{\text{Jumlah Data}} \right| \dots\dots\dots(3-26)$$

3.2.3.2. Metode Trial Error and X² Chisquare-Test

Metode *Trial Error* and *X²-Chisquare Test* memperkirakan harga q_0 pada asumsi berbagai macam harga b, dan kemudian menentukan selisih terkecil dari q_{actual} dengan q_{forecast} yang sudah dihitung sebelumnya. Prosedur perhitungannya sebagai berikut:

1. Buat tabulasi yang meliputi: nomor, waktu (t), q_0 *actual*, kemudian q_0 *forecast* serta D (*rate of decline*) dengan berbagai harga b, dan terakhir X² (selisih antara q_0 *actual* dengan q_0 *forecast*).
2. Asumsikan harga b mulai 0 sampai 1 (b = 0 untuk *exponential*, b = 0,1 – 0,9 untuk *hyperbolic*, b = 1 untuk *harmonic*).
3. Hitung Di dengan perumpamaan:

- Pada b = 0, hitung Di:

$$D = \frac{\ln\left(\frac{q_i}{q_t}\right)}{t_t} \dots\dots\dots(3-27)$$

- Pada b = 0,1 – 0,9, hitung Di:

$$D_n = \frac{(q_i/q_t)^b - 1}{b.t_t} \dots\dots\dots(3-28)$$

- Pada b = 1, hitung Di:

$$D = \frac{\left(\frac{q_i}{q_t}\right) - 1}{t_t} \dots\dots\dots(3-29)$$

4. Hitung q_o *forecast*, yaitu:

- Pada $b = 0$, hitung q_o *forecast*:

$$q_n = q_i e^{-D.t} \dots\dots\dots(3-30)$$

- Pada $b = 0.1 - 0.9$, hitung q_o *forecast*:

$$q_n = q_i (1 + b D.t)^{-1/b} \dots\dots\dots(3-31)$$

- Pada $b = 1$, hitung q_o *forecast*:

$$q_n = q_i (1 + D.t)^{-1} \dots\dots\dots(3-32)$$

dimana untuk harga q_i = harga q_o aktual, harga D didapat dari langkah 3 dan harga dari $t = \Delta t$.

5. Hitung X^2 (selisih antara q_o actual dengan q_o forecast) dengan menggunakan rumus *Chi-Square Test*, seperti persamaan dibawah ini:

$$X^2_n = \left| \frac{(f_i - F_i)^2}{F_i} \right| \dots\dots\dots(3-33)$$

6. Ulangi prosedur perhitungan pada langkah 3 sampai langkah 5 untuk menghitung data-data selanjutnya.

7. Tentukan Σ harga X^2 yang paling kecil. Harga X^2 yang paling kecil menunjukkan kurva yang paling *fit* untuk mewakili titik-titik data yang sedang dianalisa dengan harga :

- *Exponential Decline* : $b = 0$
- *Hyperbolic Decline* : $b > 0, b \neq 1$
- *Harmonic Decline* : $b = 1$

3.2.4. Kumulatif Produksi (N_p)

Kumulatif produksi (N_p) adalah total minyak yang telah diproduksi dari *reservoir* ke permukaan dalam jangka waktu tertentu. Kumulatif produksi ini dapat ditentukan berdasarkan sumur, lapangan, atau cekungan.

3.2.5. *Estimated Ultimate Recovery (EUR)*

Estimated Ultimate Recovery (EUR) adalah estimasi jumlah hidrokarbon yang dapat diproduksi sesuai dengan teknologi, kondisi ekonomi, dan peraturan yang ada pada saat itu dan diproduksi sampai dengan batas ekonominya.

Penentuan estimasi jumlah minyak di reservoir yang dapat diproduksi berdasarkan analisa *decline curve* dapat dihitung dengan persamaan berikut :

$$EUR = N_p + N_{p_{limit}} \dots\dots\dots(3-34)$$

Keterangan :

EUR = *Estimated Ultimate Recovery*, bbl

N_p = Kumulatif produksi, bbl

$N_{p_{limit}}$ = Perkiraan kumulatif produksi hingga *economic limit rate*-nya, bbl

3.2.6. **Recovery Factor**

Recovery Factor adalah perbandingan jumlah minyak yang dapat diambil dengan berbagai metode produksi yaitu *primary recovery*, *secondary recovery*, dan *tertiary recovery* dengan jumlah minyak yang ada di reservoir (*inplace*). Meningkatnya *recovery factor* merupakan indikasi dalam keberhasilan metode produksi yang digunakan untuk mengangkat minyak ke permukaan. Adapun persamaan yang digunakan untuk menentukan *recovery factor* (RF) berdasarkan analisa *decline curve* adalah sebagai berikut:

$$RF = \frac{EUR}{OOIP} \times 100\% \dots\dots\dots(3-35)$$

Keterangan :

RF = *Recovery Factor*

EUR = *Estimated Ultimate Recovery*, bbl

$OOIP$ = Jumlah kandungan minyak mula- mula di reservoir, bbl

Menurut karakteristik batuan dan fluida reservoir, dapat ditentukan juga *recovery factor* maksimal yang dapat dihasilkan dari reservoir tersebut. Nilai *recovery factor* ini adalah nilai perolehan minyak maksimal yang diperoleh dengan teknologi *primary* dan *secondary recovery* tanpa mengubah karakteristik batuan maupun fluida reservoir dengan *tertiary recovery*. Oleh karena itu, nilai EUR yang digunakan untuk menghitung *recovery factor* maksimal ini adalah *moveable oil* yaitu volume cadangan yang dapat dipindahkan dengan *primary* dan *secondary recovery* atau volume cadangan yang dapat dipindahkan hingga mencapai nilai *residual oil saturation* (S_{or}). Pada penentuan nilai *recovery factor* ini diperlukan adanya data *special core analysis* (SCAL). Secara matematis, nilai RF maksimal ini dapat dituliskan dengan persamaan :

$$RF_{scal} = \frac{(1-Sw - So_r)}{(1-Sw)} \dots\dots\dots(3-36)$$

Keterangan:

RF_{scal} = *Recovery factor* berdasarkan SCAL, %

A = Luas area, ft²

h = Ketebalan *net pay*, ft

ϕ = Porositas, fraksi

S_w = Saturasi air, fraksi

So_r = *Residual oil saturation*, fraksi

Bo_i = Faktor volume formasi minyak awal, bbl/STB

3.3. Perencanaan Pengembangan Lapangan

Dalam memproduksi sebuah lapangan minyak dan gas, diperlukan sebuah perencanaan pengembangan lapangan yang tepat. Pengembangan lapangan ini bertujuan untuk meningkatkan produksi minyak dan gas dengan cara melakukan pengurusan terhadap lapisan produktif yang masih belum terkuras oleh sumur – sumur yang ada atau mempertahankan kondisi reservoir sebelumnya. Perencanaan pengembangan yang dilakukan juga dapat memberikan informasi mengenai keadaan reservoir secara menyeluruh dan bagaimana produksi dari reservoir yang ada pada masa yang akan datang. Dengan dilakukannya perencanaan pengembangan lapangan yang tepat, diharapkan terjadi kenaikan perolehan minyak dan gas sesuai dengan kondisi reservoir lapangan.

Pengembangan lapangan yang dilakukan adalah *Infill drilling*. *Infill drilling* adalah jenis pemboran pengembangan dengan menambahkan sumur sisipan di antara sumur-sumur *existing* pada lapangan minyak yang telah berproduksi. Dilakukannya *Infill drilling* bertujuan untuk melakukan akselerasi proses produksi yaitu mempercepat pengangkatan (*recoverable oil*) minyak pada suatu reservoir yang masih mungkin dapat diproduksi atau menguras area reservoir yang belum terkuras oleh sumur-umur produksi yang telah ada sebelumnya. Oleh karena itu, skenario penambahan sumur *Infill* lebih baik dilakukan pada lapangan minyak berproduksi namun laju produksinya telah terjadi penurunan atau laju produksi lapangan masih dibawah laju produksi efisien.

3.3.1. Perencanaan Titik Serap

Titik serap adalah titik yang akan menjadi posisi dari suatu sumur pengembangan, yaitu sumur *Infill* pada area suatu reservoir atau lapisan produktif. Dilakukannya penambahan titik serap ini merupakan salah satu langkah pengembangan lapangan yang bertujuan untuk memberikan kenaikan perolehan minyak dengan cara menguras lapisan produktif yang belum terkuras secara maksimal dan mempercepat pengangkatan cadangan yang mungkin dapat diangkat pada suatu reservoir. Dengan adanya titik serap baru ini, maka spasi sumur – sumur produksi yang ada akan mengecil sehingga akan terjadi kenaikan laju produksi. Untuk mendapatkan lokasi titik serap yang baru dari reservoir atau lapisan produktif tersebut, maka diperlukan studi perencanaan dalam pemilihan lokasi yang tepat.

Adapun beberapa faktor yang memengaruhi pertimbangan dalam merencanakan titik serap, antara lain:

1. Jumlah cadangan sisa minyak yang masih mungkin diproduksi namun belum terkuras oleh sumur-sumur produksi yang ada (sumur *existing*).
2. Luas daerah pengurasan dari sumur-sumur berproduksi.
3. *Performance* produksi sumur – sumur yang sudah ada sebelumnya.
4. Posisi struktur geologi.
5. Tingkat heterogenitas reservoir, dan
6. Distribusi tekanan reservoir.

3.3.1.1. *Hydrocarbon Pore Volume (HCPV)*

Dalam perencanaan titik *Infill*, peta *hydrocarbon pore volume* adalah salah satu parameter penting. *Hydrocarbon pore volume* adalah jumlah total hidrokarbon yang berada di dalam pori – pori batuan reservoir, sehingga peta ini menunjukkan area jumlah hidrokarbon yang terkandung di dalam pori – pori batuan. Nilai HCPV ini berbanding lurus dengan jumlah cadangan pada reservoir. Pada area dengan nilai HCPV tinggi, dapat diartikan bahwa pada area tersebut reservoirnya memiliki cadangan minyak yang tinggi juga sehingga titik serap baru dapat direncanakan untuk ditambahkan pada area tersebut dengan anggapan bahwa area reservoir tersebut belum terkuras secara maksimal. Secara matematis, HCPV dapat dituliskan sebagai berikut :

$$\text{HCPV} = A \times h \times \phi \times (1-Sw_i) \dots \dots \dots (3-37)$$

Dimana:

HCPV = *Hydrocarbon pore volume*, acre-ft

A = Luas area, *acre*

h = Ketebalan *net pay*, ft

ϕ = Porositas, fraksi

Sw_i = Saturasi air awal, fraksi

3.3.1.2. *Original Oil In Place (OOIP)*

Original oil in place (OOIP) adalah jumlah minyak mula-mula yang terdapat di reservoir sebelum reservoir tersebut diproduksi, OOIP ini tidak ada kaitannya dengan kelakuan reservoir tersebut (Dadang, 2012).

Nilai OOIP akan menunjukkan besarnya cadangan yang ada pada reservoir. Pada area yang memiliki nilai OOIP besar, maka pada area itu akan menjadi salah satu titik yang direkomendasikan untuk dijadikan sebagai titik serap baru. Perkiraan nilai OOIP dapat ditentukan dengan beberapa metode, salah satunya adalah metode volumetrik. Perkiraan nilai OOIP dengan metode volumetrik dapat dituliskan dengan persamaan berikut :

$$\text{OOIP} = \frac{7758 \times A \times h \times \phi \times (1-Sw_i)}{Bo_i} \dots \dots \dots (3-38)$$

Dimana:

OOIP = *Original Oil In Place*, STB

A = Luas area, *acre*

h = Ketebalan *net pay*, ft

ϕ = Porositas, fraksi

Sw_i = Saturasi air awal, fraksi

Bo_i = Faktor volume formasi minyak awal, bbl/STB

3.3.1.3. *Moveable Oil*

Moveable Oil adalah nilai volume minyak per satuan volume yang dapat diproduksi dengan proses produksi yang ada. *Moveable oil* juga dapat diartikan dengan jumlah minyak yang dapat diproduksi hingga mencapai nilai *residual*

oil saturation (S_{or}). *Residual oil saturation* adalah saturasi minyak minimum (sisa) yang tidak dapat bergerak tanpa merubah sifat – sifat kimia batuan dan fluidanya. Oleh karena itu, pada saat penentuan besarnya nilai *moveable oil* maka hanya minyak yang dapat dipindahkan dengan *primary* dan *secondary recovery* yang akan diperhitungkan. Secara matematis, *moveable oil* dapat dituliskan sebagai berikut :

$$\text{Moveable Oil} = \frac{7758 \times A \times h \times \phi \times (1 - S_w - S_{or})}{Bo_i} \dots\dots\dots(3-39)$$

Keterangan :

- A = Luas area, ft²
- h = Ketebalan *net pay*, ft
- ϕ = Porositas, fraksi
- S_w = Saturasi air, fraksi
- S_{or} = *Residual oil saturation*, fraksi
- Bo_i = Faktor volume formasi minyak awal, bbl/STB

3.3.1.4. **Remaining Moveable**

Remaining Moveable adalah sisa cadangan minyak yang dapat diproduksi hingga mencapai nilai *residual oil saturation* (S_{or}) yang tertinggal di reservoir atau yang belum diproduksi dan yang mungkin dapat diproduksi sesuai dengan teknologi yang ada pada saat itu. *Remaining moveable* ini merupakan sisa cadangan maksimal yang dapat diproduksi dengan *primary* dan *secondary recovery*. Nilai *remaining moveable* akan menunjukkan besarnya cadangan minyak maksimal yang dapat diproduksi berdasarkan sifat – sifat batuan dan fluida reservoir. *Remaining moveable* adalah salah satu faktor yang penting dalam perencanaan pengembangan lapangan. Nilai *remaining moveable* yang besar akan menunjukkan bahwa lapangan perlu dikembangkan lebih lanjut untuk dapat menguras minyak dengan maksimal. Pada area dengan nilai *remaining moveable* yang besar, dapat direkomendasikan titik *Infill* yang lebih banyak sehingga diharapkan dapat menguras sisa cadangan yang ada dengan maksimal. Secara matematis, *remaining moveable* dapat dituliskan sebagai berikut :

$$\text{Remaining Moveable} = \text{Moveable Oil} - N_p \dots\dots\dots(3-40)$$

Dimana:

N_p = Kumulatif produksi minyak, STB

3.3.1.5. *Oil Producing Potential*

Oil producing potential merupakan besarnya volume minyak di dalam reservoir yang dapat diproduksi sebagai fungsi dari *transmissibility* (tekanan dan permeabilitas). Nilai *transmissibility* menunjukkan kemampuan reservoir untuk mengalirkan fluida reservoir. Pada penelitian ini, *oil producing potential* dapat dijabarkan dengan persamaan berikut :

$$\text{Oil Producing Potential} = \text{Remaining Moveable} \times k \dots\dots\dots (3-41)$$

Dimana:

k = Permeabilitas, mD

3.3.1.6. Penentuan Radius Pengurasan Sumur

Radius pengurasan dari sumur-sumur aktif harus diperhatikan dalam penentuan titik-titik serap baru. Radius pengurasan merupakan fungsi dari waktu produksi yang berarti semakin bertambahnya waktu maka jari-jari penyerapan akan bertambah besar seiring dengan proses produksi dan akan berhenti berkembang ketika telah mencapai batas reservoir (*boundary*) atau mencapai area penyerapan sumur sekitar (tercapainya interferensi). Penentuan radius pengurasan sumur ini sangat penting dalam penentuan letak titik *Infill*. Radius pengurasan digunakan untuk menentukan spasi sumur – sumur *Infill* baru. Semakin besar atau luas radius pengurasan dari sumur *existing* yang ada maka area yang dapat direkomendasikan sebagai titik *Infill* akan semakin mengecil dikarenakan radius pengurasan ini menunjukkan area dengan cadangan yang sudah terkuras oleh sumur – sumur *existing* yang ada dan sebaliknya. Spasi dan jarak sumur – sumur *Infill* baru dengan sumur *existing* atau sumur *Infill* ini juga akan memengaruhi prestasi dari sumur *Infill* tersebut.

Penentuan radius pengurasan dari sebuah sumur dapat ditentukan dengan analisa *well testing*, perhitungan dengan metode volumetris atau dengan menggunakan persamaan Darcy aliran lebih dari satu fasa. Pada persamaan volumetris ini, salah satu faktor yang berpengaruh adalah kumulatif produksi dari minyak karena kumulatif produksi minyak bertambah seiring waktu maka besarnya

radius akan bertambah juga. Persamaan yang digunakan yaitu :

$$r = \sqrt{\frac{43560 \times N_p \times B_{oi}}{7758 \times 3.14 \times h \times 3.2 \times \phi \times (1 - S_{wi}) \times R_f}} \dots \dots \dots (3-42)$$

Dengan:

- r = Jari – jari pengurasan, ft
- N_p = Kumulatif produksi minyak, stb
- B_{oi} = Faktor volume formasi minyak, stb/bbl
- h = Tebal lapisan produktif, ft
- Φ = Porositas, fraksi
- S_{wi} = Saturasi awal mula – mula, fraksi
- R_f = *Recovery factor*

3.3.2. Penentuan Laju Alir Awal Sumur *Infill* (Q_i)

Salah satu parameter yang harus ditentukan dalam pengembangan lapangan dengan penambahan sumur *Infill* berdasarkan metode *decline curve* adalah laju alir awal sumur *infill*. Laju alir awal ini merupakan laju alir yang digunakan pada saat pembukaan sumur *Infill*. Pada penelitian ini digunakan beberapa penarikan *trend* korelasi (hubungan) antara beberapa parameter lapangan sehingga didapatkan nilai Q_i yang sesuai. Korelasi yang digunakan antara lain :

- *Trend peak production (Q_{peak}) vs date*
- *Trend peak production (Q_{peak}) vs transmissibility (kh)*
- *Trend peak production (Q_{peak}) vs transmissibility per time (kh/Date)*
- *Trend peak production vs PI (productivity index)*

Pada penelitian ini, penulis menentukan nilai *productivity index* dengan persamaan *productivity index* yang memiliki keterbatasan data (Kermit Vol. 4) sebagai berikut:

$$PI = \frac{k \cdot h}{\mu_o B_o} \dots \dots \dots (3-43)$$

Dimana:

- PI = *Productivity index*
- K = Permeabilitas (mD)
- h = Tebal *net pay* (ft)

μ_o = Viskositas minyak (Cp)

B_o = Faktor volume formasi minyak (bbl/STB)

Nilai *transmissibility* (kh) yang merupakan parameter yang dihasilkan dari perkalian antara permeabilitas dan ketebalan zona *net pay* yang selanjutnya dapat diklasifikasikan untuk melihat bagaimana potensi dari suatu sumur minyak atau gas (*Kermit Vol.4*) untuk berproduksi. Berikut dijabarkan nilai *transmissibility* (kh) dalam md-ft:

- kh = 0 – 100 md-ft (*not a very good well*)
- kh = 100 – 1000 md-ft (*good well*)
- kh = 1000 – 5000 md-ft (*excellent well*)
- kh > 5000 md-ft (biasanya akan melebihi sistem kapasitas *piping* ketika nilai kh melebihi 5000 md-ft. jika tekanan static reservoir tinggi, maka sebuah sumur dapat beproduksi pada segala *rate* yang diinginkan).

3.4. Pengenalan *Oilfield Manager Software*

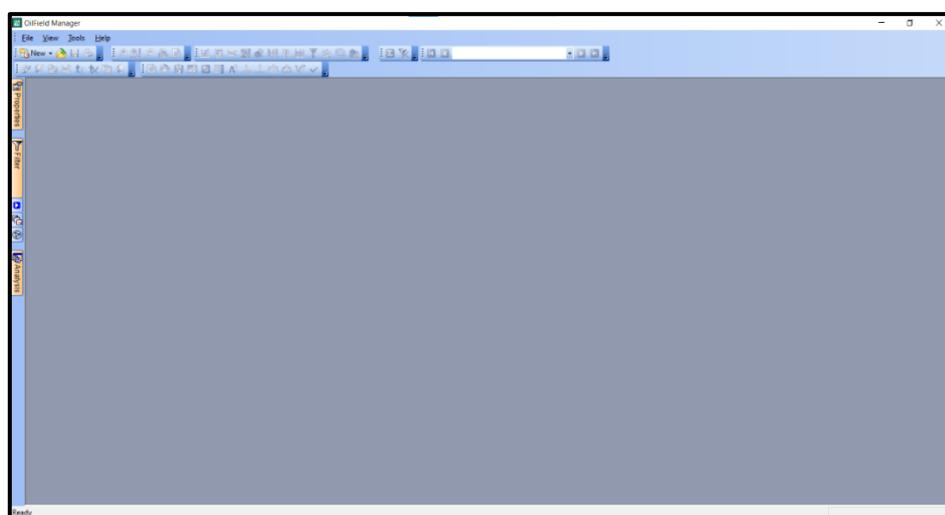
Oilfield Manager Software (OFM) adalah perangkat lunak keluaran dari perusahaan *Schlumberger*. *Software* ini ditujukan digunakan untuk mengintegrasikan data produksi dan data reservoir dari suatu lapangan menjadi satu kesatuan sistem yang berfungsi untuk *monitoring* dari sebuah lapangan.. *Software* ini digunakan sebagai pembantu dalam mengambil keputusan manajemen lapangan minyak dalam tahap eksplorasi dan produksi. *Software* ini juga digunakan untuk menganalisis dan meramalkan laju produksi dimasa yang akan datang berdasarkan data produksi aktual dari suatu sumur atau reservoir. Melalui *Software* ini dapat dilakukan pengembangan lapangan berdasarkan data *performance* produksi yang ada dari sebuah lapangan.

Software ini menyediakan *tools* yang ditujukan untuk melakukan pekerjaan secara terintegrasi dan menampilkan *output* dalam bentuk *basemap*, *plot*, *reports*, *bubble map* dan *decline curve analysis* yang bertujuan untuk merencanakan peningkatan produksi dalam rangka perencanaan pengembangan lapangan.

Software Oilfield Manager (OFM) menyediakan hubungan terintegritas antara data sumur, produksi, dan reservoir melalui koneksi dengan *database* yang dimiliki perusahaan. Fleksibilitas dalam pengintegrasian ini merupakan metode yang

efektif untuk menampilkan, meningkatkan, dan menganalisa data reservoir dan produksi dari suatu lapangan.

Software ini menciptakan fungsi hubungan sistem meliputi *engineering*, finansial, analisa log, finansial, bahasa logika, matematis, *pressure-volume-temperature* (PVT), statistik, dan sistem pengoperasian yang lain yang berguna sebagai bahan analisa produksi dan *reservoir engineering*. Dalam *Software* ini, pengguna dapat memasukkan fungsi persamaan dan variabel perhitungan yang digunakan untuk menyempurnakan analisa *engineering*.



Gambar 3.10.
Interface Oilfield Manager ver. 2009
(Dokumentasi Pribadi, 2021)

3.4.1. Langkah Awal Menggunakan *Oilfield Manager Software*

Dalam menggunakan *oilfield manager Software*, maka langkah – langkah yang harus dilakukan adalah :

1. Membuat *database* dalam format *.mdb* pada *microsoft access*.
2. Input *database* dengan cara klik *file > new workspace > pilih file database* yang digunakan.
3. Klik *fields* yang akan digunakan pada analisa OFM dan sesuaikan *table* dengan bentuk data.
4. Klik OK lalu akan muncul *basemap* yang berisi nama sumur dan titik sumur yang ada.

5. Lakukan analisa yang dibutuhkan, seperti pembuatan grafik, pembuatan *report*, pembuatan *grid map*, pembuatan *base map*, maupun *forecasting* dengan analisa *decline curve*.

BAB IV
ANALISA DATA PERENCANAAN PENAMBAHAN DAN FORECASTING
SUMUR INFILL LAPANGAN “HRD”

4.1. Pengolahan Data Lapangan pada Microsoft Excel

Dilakukan pengolahan data lapangan yaitu data produksi, *reservoir properties*, dan SCAL. Pengolahan data lapangan pada *microsoft excel* menghasilkan tabel data pada **Tabel IV-1** berikut. Untuk contoh tabel pengolahan data produksi harian sumur CLD-003, CLD-004, CLD-005, CLD-006 dan tabel pengolahan data parameter reservoir dapat dilihat pada Lampiran A.

Tabel IV- 1
Contoh Tabel Pengolahan Data Produksi Harian Sumur CLD-001TW pada
Microsoft Excel

UNIQUEID	LAYER	DATE	DAILYOIL (bopd)	DAILYWATER (bwpd)	DAILYLIQUID (blpd)	DAILYGAS (scfd)	DAILYWC (%)	Gross60 (blpd)	Oil60 (bopd)
CLD-001TW_G	G	29/07/2013	259	72	331	34359	22	331	259
CLD-001TW_G	G	30/07/2013	358	92	450	34359	20	450	358
CLD-001TW_G	G	31/07/2013	73	148	221	33359	67	221	73
CLD-001TW_G	G	01/08/2013	200	6	206	54359	3	204	200
CLD-001TW_G	G	02/08/2013	132	5	137	49359	4	135	132
CLD-001TW_G	G	03/08/2013	60	2	62	33359	4	62	60
CLD-001TW_G	G	07/08/2013	233	7	240	45359	3	237	233
CLD-001TW_G	G	08/08/2013	200	6	206	32359	3	204	200
CLD-001TW_G	G	09/08/2013	230	7	237	41359	3	234	230
CLD-001TW_K1	K1	02/12/2016	168	472	640	264854	74	165	164
CLD-001TW_K1	K1	03/12/2016	118	468	585	250871	80	116	115
CLD-001TW_K1	K1	04/12/2016	166	487	653	258753	75	163	162
CLD-001TW_K1	K1	11/04/2021	125	116	241	79610	48	136	136
CLD-001TW_K1	K1	12/04/2021	123	70	193	94736	36	136	136
CLD-001TW_K1	K1	13/04/2021	125	106	230	96541	46	134	134
CLD-001TW_K1	K1	14/04/2021	126	50	176	86593	28	132	132
CLD-001TW_K1	K1	15/04/2021	125	58	182	81640	32	131	130
CLD-001TW_K1	K1	16/04/2021	127	232	359	102316	65	137	137
CLD-001TW_K1	K1	17/04/2021	126	89	215	88243	42	137	137
CLD-001TW_K1	K1	18/04/2021	125	175	300	89310	58	133	133

4.2. Pembuatan Database pada Microsoft Access

Langkah selanjutnya adalah pembuatan *database* pada *microsoft access*. Setelah dilakukan pembuatan *database*, maka dihasilkan *database* sebagai berikut (**Gambar 4.1** hingga **Gambar 4.4**).

The screenshot shows the Microsoft Access interface with the 'DAILYPROD' table selected. The table contains 25 records, each representing a daily production entry. The columns include a unique identifier, layer, date, and various production metrics.

UNIQUEID	LAYER	DATE	DAILYOIL	DAILYWATEF	DAILYLIQUEI	DAILYGAS	DAILYWC	BEAN	PWH	PFL	PSEP	PC
CLD-001TW_G	G	29-Jul-13	259	72	331	34.359	22	5	237	113	58	200
CLD-001TW_G	G	30-Jul-13	358	92	450	34.359	20	5	402	65	29	200
CLD-001TW_G	G	31-Jul-13	73	148	221	33.359	67	5	594	50	30	281
CLD-001TW_G	G	01-Aug-13	200	6	206	54.359	03	5	453	5	39	394
CLD-001TW_G	G	02-Aug-13	132	5	137	49.359	04	5	535	40	30	163
CLD-001TW_G	G	03-Aug-13	60	2	62	33.359	04	5	534	31	29	53
CLD-001TW_G	G	04-Aug-13	365	11	376	48.359	03	5	443	28	26	178
CLD-001TW_G	G	05-Aug-13	236	7	244	50.359	03	5	450	31	29	163
CLD-001TW_G	G	06-Aug-13	261	8	269	47.359	03	5	450	31	29	154
CLD-001TW_G	G	07-Aug-13	233	7	240	45.359	03	5	450	31	30	196
CLD-001TW_G	G	08-Aug-13	200	6	206	32.359	03	5	450	31	28	275
CLD-001TW_G	G	09-Aug-13	230	7	237	41.359	03	5	450	27	24	287
CLD-001TW_G	G	10-Aug-13	203	6	210	68.359	03	5	450	29	27	330
CLD-001TW_G	G	11-Aug-13	189	6	194	68.359	03	5	459	32	28	381
CLD-001TW_G	G	12-Aug-13	290	9	298	85.359	03	5	459	32	28	488
CLD-001TW_G	G	13-Aug-13	352	11	363	67.359	03	5	407	38	35	434
CLD-001TW_G	G	14-Aug-13	391	12	403	81.359	03	5	404	39	35	249
CLD-001TW_G	G	15-Aug-13	386	12	398	86.359	03	5	408	37	34	360
CLD-001TW_G	G	16-Aug-13	380	12	392	81.359	03	5	410	37	35	415
CLD-001TW_G	G	17-Aug-13	328	23	351	81.359	07	5	402	35	33	360
CLD-001TW_G	G	18-Aug-13	381	40	421	81.359	09	5	405	35	33	269
CLD-001TW_G	G	19-Aug-13	376	66	442	84.359	15	5	401	36	34	377
CLD-001TW_G	G	20-Aug-13	341	16	357	77.359	04	5	400	36	34	291
CLD-001TW_G	G	21-Aug-13	345	12	358	79.359	03	5	394	34	32	345
CLD-001TW_G	G	22-Aug-13	340	11	351	66.359	03	7	389	36	33	294
CLD-001TW_G	G	23-Aug-13	335	49	384	67.359	13	7	380	32	29	312
CLD-001TW_G	G	24-Aug-13	340	60	400	68.359	15	7	387	32	29	262
CLD-001TW_G	G	25-Aug-13	340	26	366	68.359	07	7	400	32	30	265

Gambar 4. 1
Contoh Tabel Data Harian Produksi pada Database Microsoft Access

The screenshot shows the Microsoft Access interface with the 'RES' table selected. The table contains 14 records, each representing a reservoir parameter entry. The columns include a unique identifier and various physical parameters.

UNIQUEID	BOI	TEBAL	So	PORO	SWI	PERM	RF	Sor	BWI	BGI	Rest	Rs
CLD-001TW_H	1,283	16,76	0,617	0,128	0,383	70,6		0,16	0,00000105	0,0132	250	
CLD-001TW_G	1,283	7,32	0,664	0,146	0,336	109	9,5	0,2	0,00000105	0,0132	250	
CLD-001TW_K1	1,283	20,27	0,585	0,183	0,415	43,284	0,5	0,19	0,00000105	0,0132	250	
CLD-003_K1	1,283	27,77	0,496	0,217	0,504	68,759	0,5	0,195	0,00000105	0,0132	250	
CLD-003_K2	1,283	37,19	0,395	0,169	0,605	27,874		0,19	0,00000105	0,0132	250	
CLD-003_L5	1,283	6,1	0,529	0,15	0,471	19,697	32,9	0,18	0,00000105	0,0132	250	
CLD-003_T1	1,283	5,64	0,362	0,141	0,638	16,697		0,19	0,00000105	0,0132	250	
CLD-004_L5	1,283	7,7	0,277	0,157	0,723	6,206	32,9	0,2	0,00000105	0,0132	250	
CLD-005_L5	1,283	6,2	0,355	0,166	0,645	9,452	32,9	0,195	0,00000105	0,0132	250	
CLD-006_K1	1,283	12,95	0,481	0,176	0,519	25,049		0,2	0,00000105	0,0132	250	

Gambar 4. 2
Contoh Tabel Data Parameter Reservoir pada Database Microsoft Access

UNIQUEID	XCOORD	YCOORD	Upperperf	Lowerperf	KBELEVATIO	ALIAS	WELLBORE	BLOCK	PERFORASI	TOTALDEPT
CLD-001TW_F	582404,424	9222322,644	1362	1368,5		CLD-001	CLD-001			
CLD-001TW_G	582650,207	9222077,451	1383	1390		CLD-001	CLD-001			
CLD-001TW_K1	583254,668	9222040,868	1482	1487		CLD-001	CLD-001			
CLD-003_K1	583797,541	9221811,258	1888	1892		CLD-003	CLD-003			
CLD-003_K2	582876,424	9222107,282				CLD-003	CLD-003			
CLD-003_L5	583532,037	9221686,725	1683	1687		CLD-003	CLD-003			
CLD-003_T1	582876,424	9222107,282	2296,5	2300		CLD-003	CLD-003			
CLD-004_L5	582383,465	9222728,47	1878	1882		CLD-004	CLD-004			
CLD-005_L5	582006,989	9222082,972	1879	1883		CLD-005	CLD-005			
CLD-006_K1	583061,12	9221775,592	1526	1532		CLD-006	CLD-006			

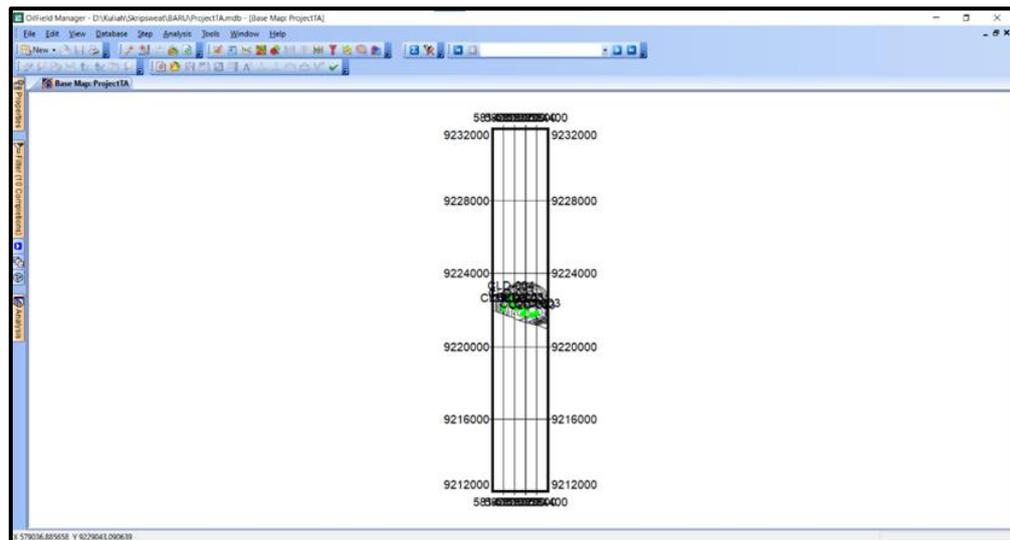
Gambar 4.3
Contoh Tabel Data Lokasi Titik *Sub Surface* pada Database Microsoft Access

UNIQUEID	FIELDNAME	LEASE	RESERVOIR	LAYERNAME	LOGDATA	WELLTYPE	FLUIDANALY	BLOCK	WELLNAME	PERFORASI	FORMATION
CLD-001TW_F	HRD	CLD	F			OIL		CLD-001	1362-1368,5		WONOCOLO
CLD-001TW_G	HRD	CLD	G			OIL		CLD-001	1383-1390		WONOCOLO
CLD-001TW_K1	HRD	CLD	K1			OIL		CLD-001	1482-1487		BULU
CLD-003_K1	HRD	CLD	K1			OIL		CLD-003	1683-1687		NGRAYONG
CLD-003_K2	HRD	CLD	K2			OIL		CLD-004			
CLD-003_L5	HRD	CLD	L5			OIL		CLD-003	1888-1892		NGRAYONG
CLD-003_T1	HRD	CLD	T1			SUSPENDED		CLD-003	2296,5-2300		NGRAYONG
CLD-004_L5	HRD	CLD	L5			OIL		CLD-004	1878-1882		NGRAYONG
CLD-005_L5	HRD	CLD	L5			OIL		CLD-005	1879-1883		NGRAYONG
CLD-006_K1	HRD	CLD	K1			OIL		CLD-006	1526-1532		NGRAYONG

Gambar 4.4
Contoh Tabel Sort Category pada Database Microsoft Access

4.3. Input Database Menuju *Oilfield Manager Software*

Setelah melakukan pembuatan *database* yang sesuai dengan data lapangan yang ada, maka selanjutnya dilakukan *input database* yang akan digunakan ke OFM *Software* dan akan didapatkan tampilan berikut apabila input yang dilakukan sudah berhasil.



Gambar 4. 5
Hasil Input Database Pada *Oilfield Manager Software*

4.4. Peta Persebaran *Reservoir Properties*

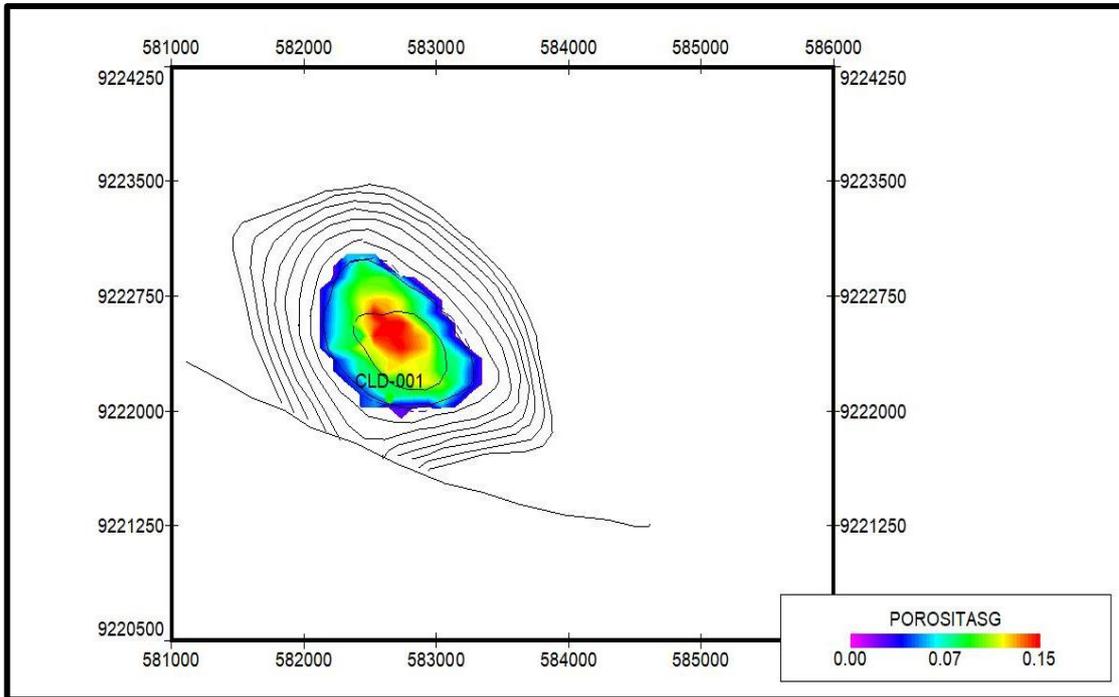
Peta persebaran *reservoir properties* ini didasarkan pada *reservoir properties* tiap – tiap lapisan yaitu Lapisan G, K1, dan L5. Peta persebaran ini dibuat pada *Software* OFM sesuai dengan *database* yang telah di-*input*.

4.4.1 Peta Persebaran Parameter Reservoir dan SCAL Lapisan G

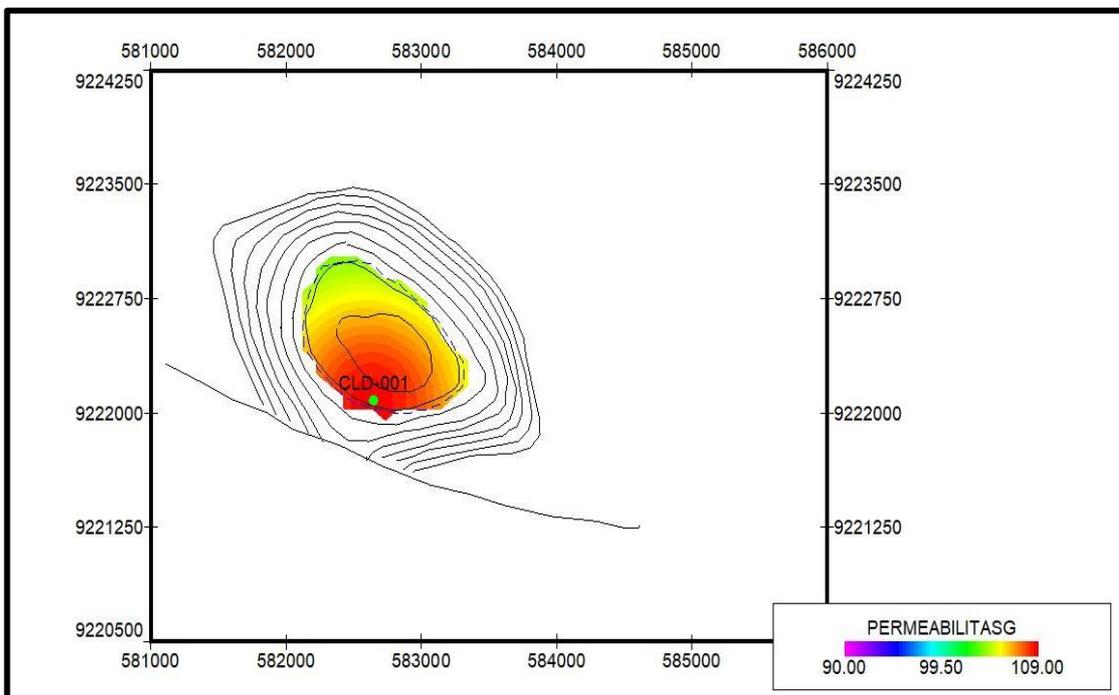
Pada Lapisan G, dibuat peta persebaran *reservoir properties* berdasarkan data lapangan. **Tabel IV-2** adalah tabulasi data *reservoir properties* dan SCAL pada Lapisan G. Selanjutnya, data *reservoir properties* tersebut dituangkan dalam bentuk peta persebaran seperti pada **Gambar 4.6** hingga **Gambar 4.10**.

Tabel IV- 2
Tabel Data Parameter Reservoir dan SCAL Lapisan G

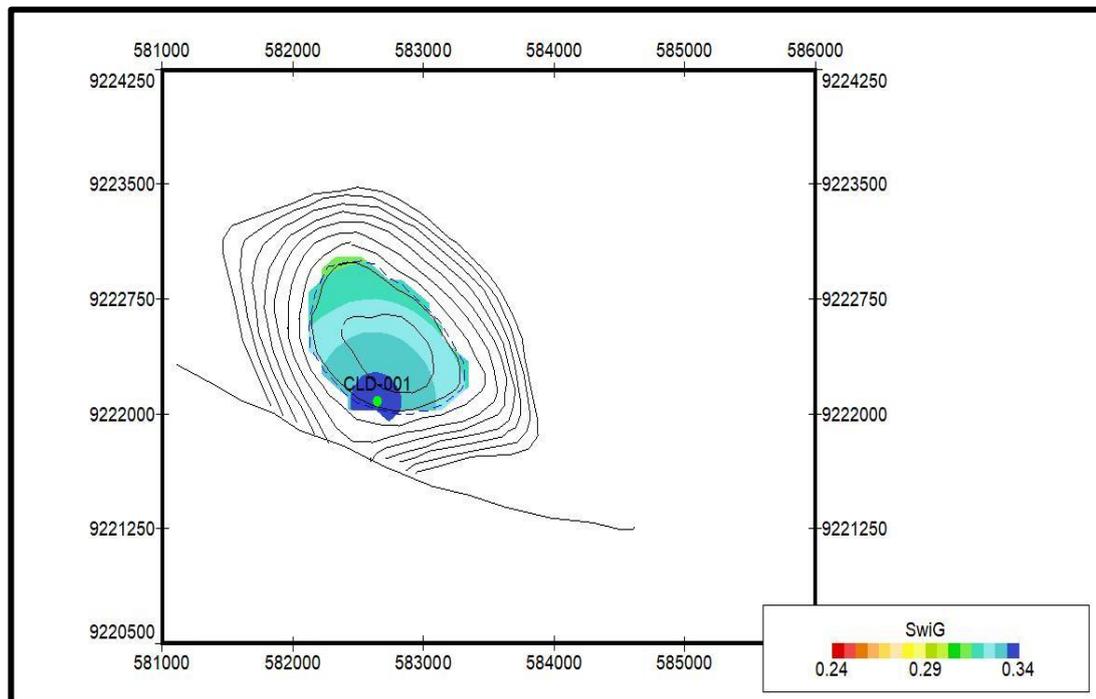
Sumur	Lapisan	Porositas	Permeabilitas (mD)	Swi	Sor	Tebal Net Pay (ft)
CLD-001TW	G	0,10	109,00	0,34	0,20	7,32



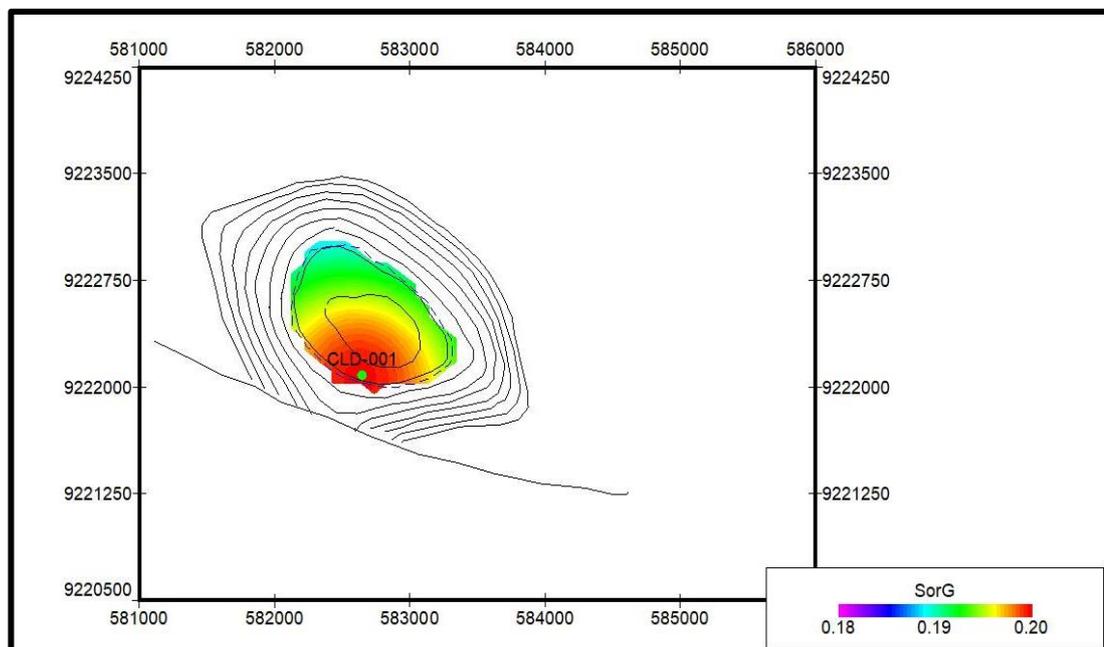
Gambar 4. 6
Peta Persebaran Porositas pada Lapisan G pada *Oilfield Manager Software*



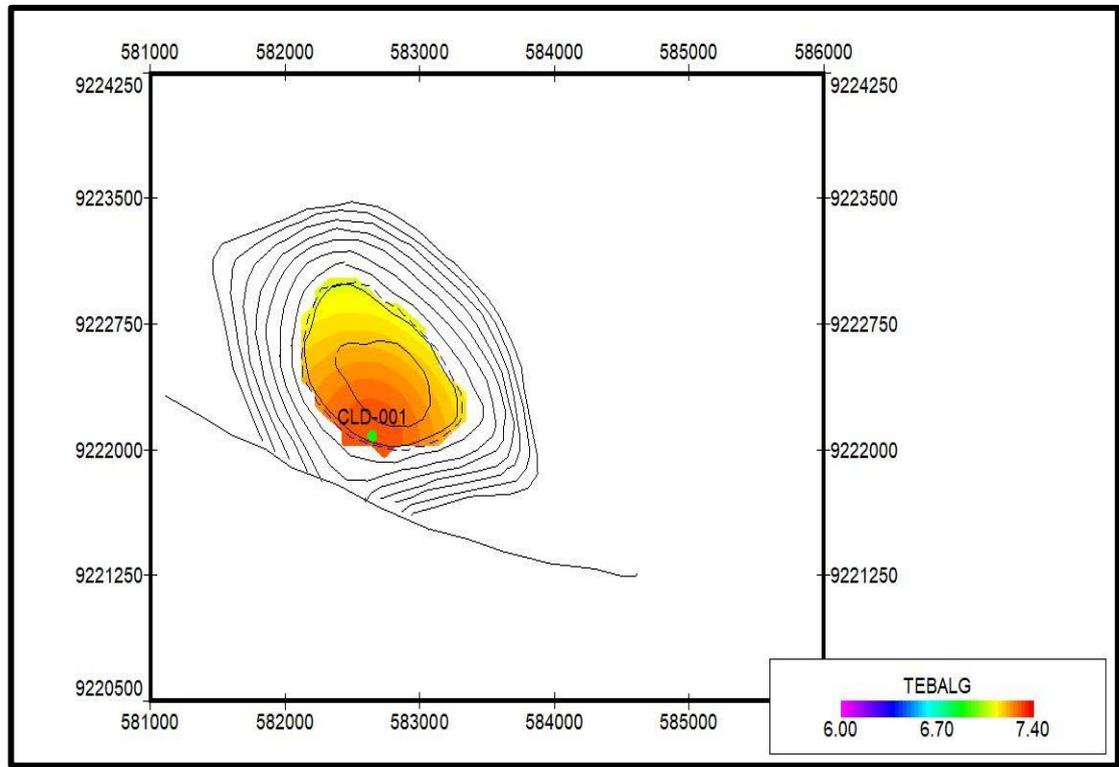
Gambar 4. 7
Peta Persebaran Permeabilitas pada Lapisan G pada *Oilfield Manager Software*



Gambar 4. 8
Peta Persebaran Saturasi Air pada Lapisan G pada *Oilfield Manager Software*



Gambar 4. 9
Peta Persebaran *Residual Oil Saturation* pada Lapisan G pada *Oilfield Manager Software*



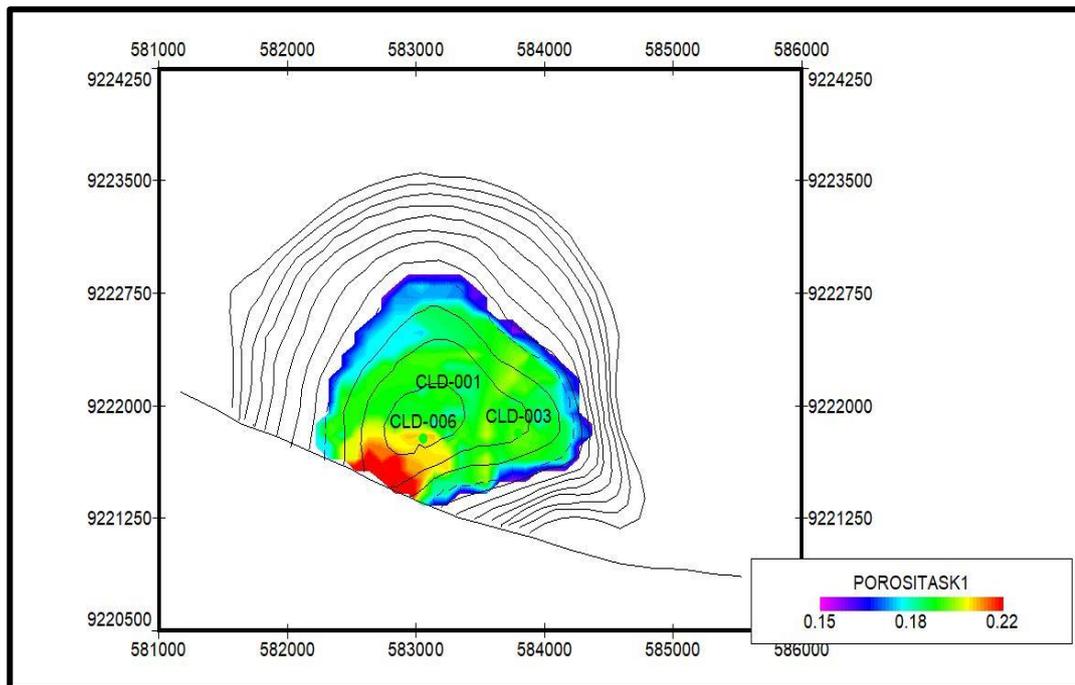
Gambar 4. 10
Peta Persebaran Ketebalan *Net Pay* pada Lapisan G pada *Oilfield Manager Software*

4.4.2 Peta Persebaran Parameter Reservoir dan SCAL Lapisan K1

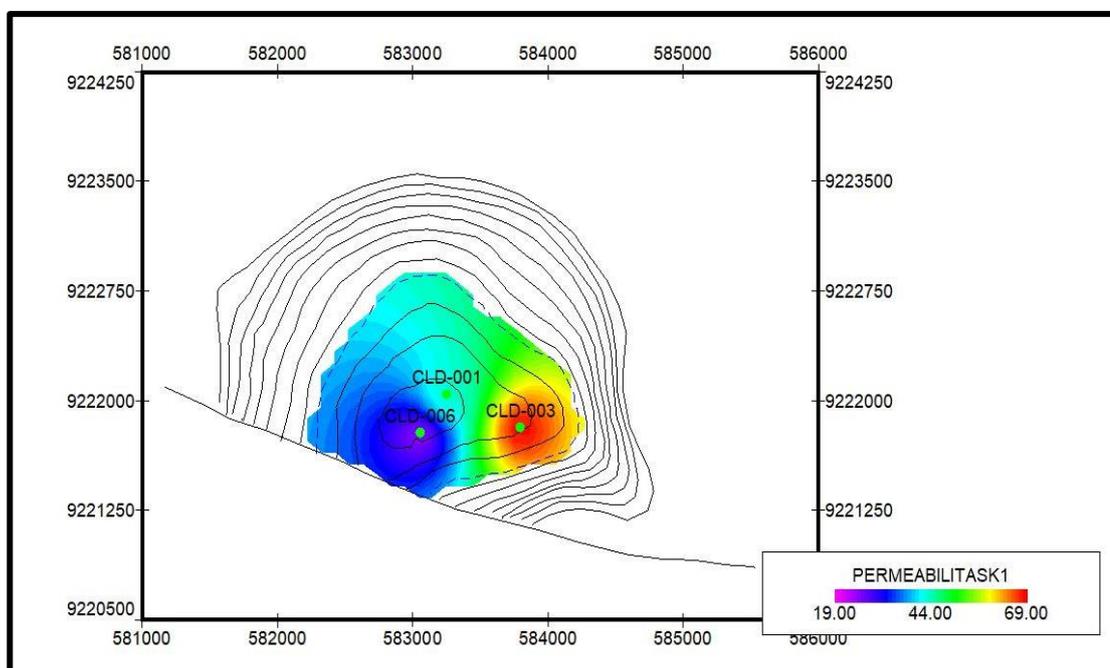
Dengan langkah yang sama pada Lapisan G, dilakukan juga pembuatan peta persebaran *reservoir properties* pada lapisan K1. Berikut adalah tabulasi data reservoir dan SCAL (**Tabel IV-3**) yang kemudian nilai tersebut di-plot dalam bentuk peta persebaran *reservoir properties* pada lapisan K1 (**Gambar 4.11** hingga **Gambar 4.15**).

Tabel IV- 3
Tabel Data Parameter Reservoir dan SCAL Lapisan K1

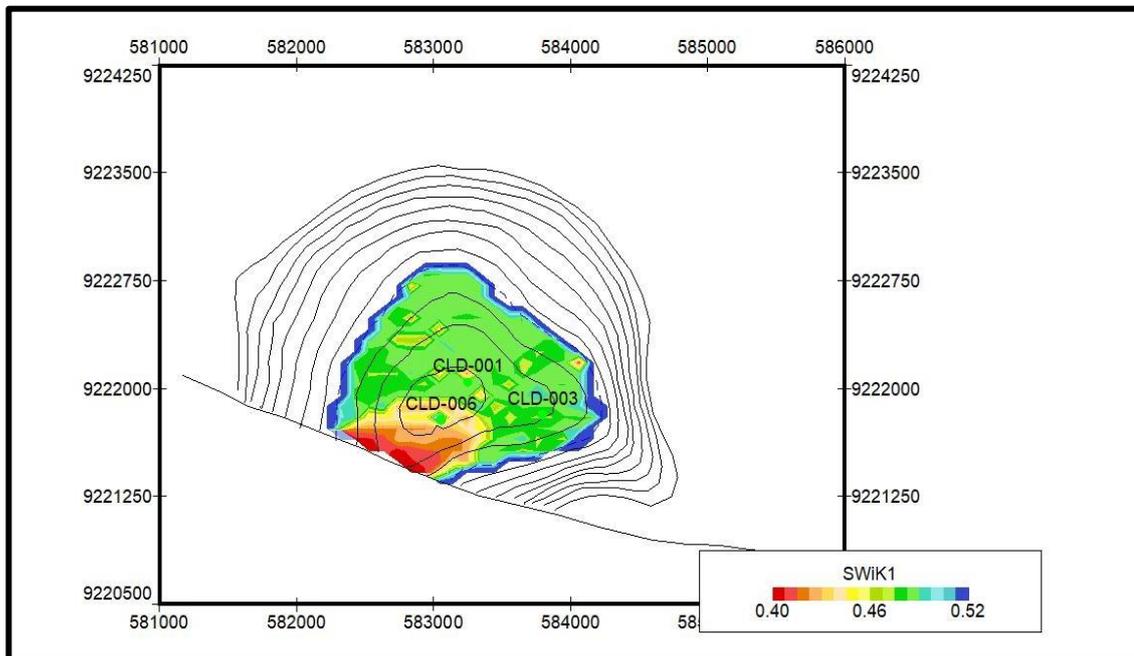
Sumur	Lapisan	Porositas	Permeabilitas (mD)	Swi	Sor	Tebal Net Pay (ft)
CLD-001TW	K1	0,18	43,28	0,48	0,19	20,27
CLD-003	K1	0,19	68,76	0,50	0,19	23,51
CLD-006	K1	0,21	25,05	0,42	0,20	24,32



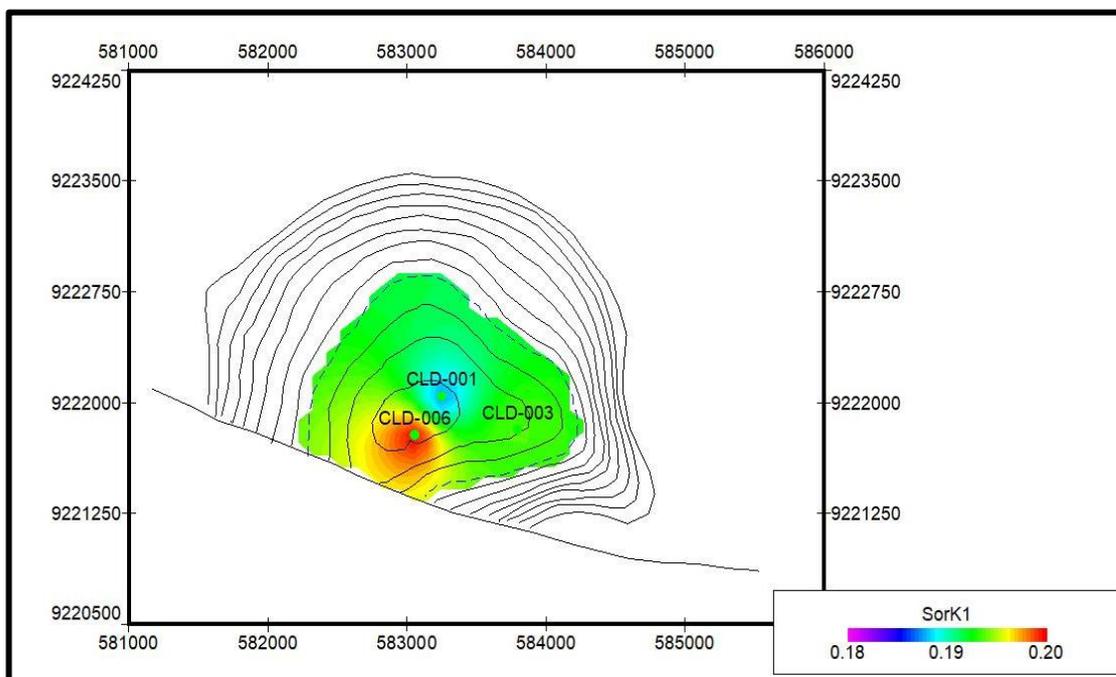
Gambar 4. 11
Peta Persebaran Porositas pada Lapisan K1 pada *Oilfield Manager Software*



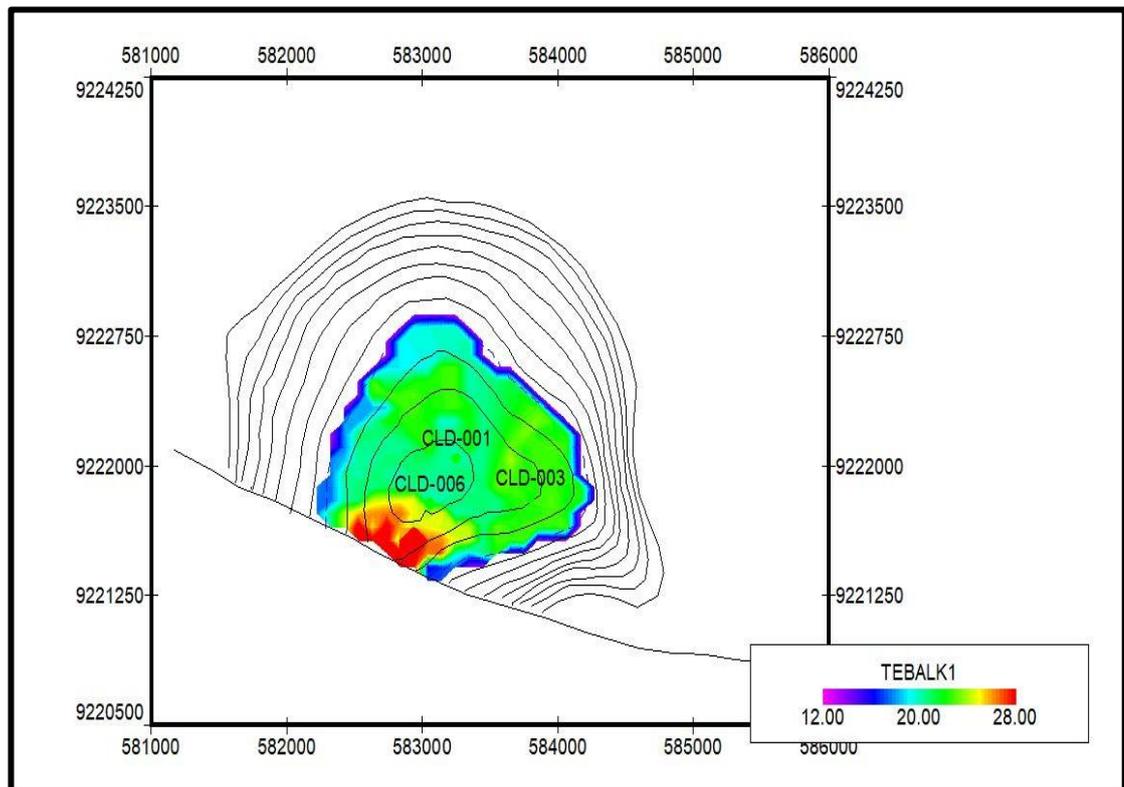
Gambar 4. 12
Peta Persebaran Permeabilitas pada Lapisan K1 pada *Oilfield Manager Software*



Gambar 4. 13
Peta Persebaran Saturasi Air pada Lapisan K1 pada *Oilfield Manager* Software



Gambar 4. 14
Peta Persebaran *Residual Oil Saturation* pada Lapisan K1 pada *Oilfield Manager* Software



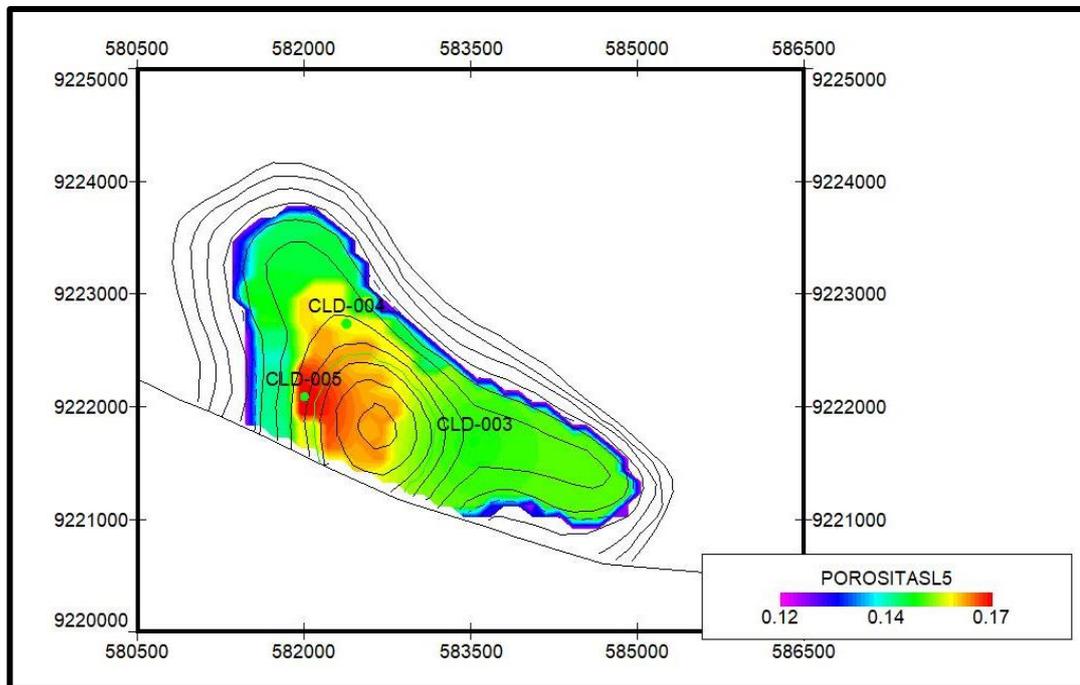
Gambar 4. 15
Peta Persebaran Ketebalan *Net Pay* pada Lapisan K1 pada *Oilfield Manager Software*

4.4.3 Peta Persebaran Parameter Reservoir dan SCAL Lapisan L5

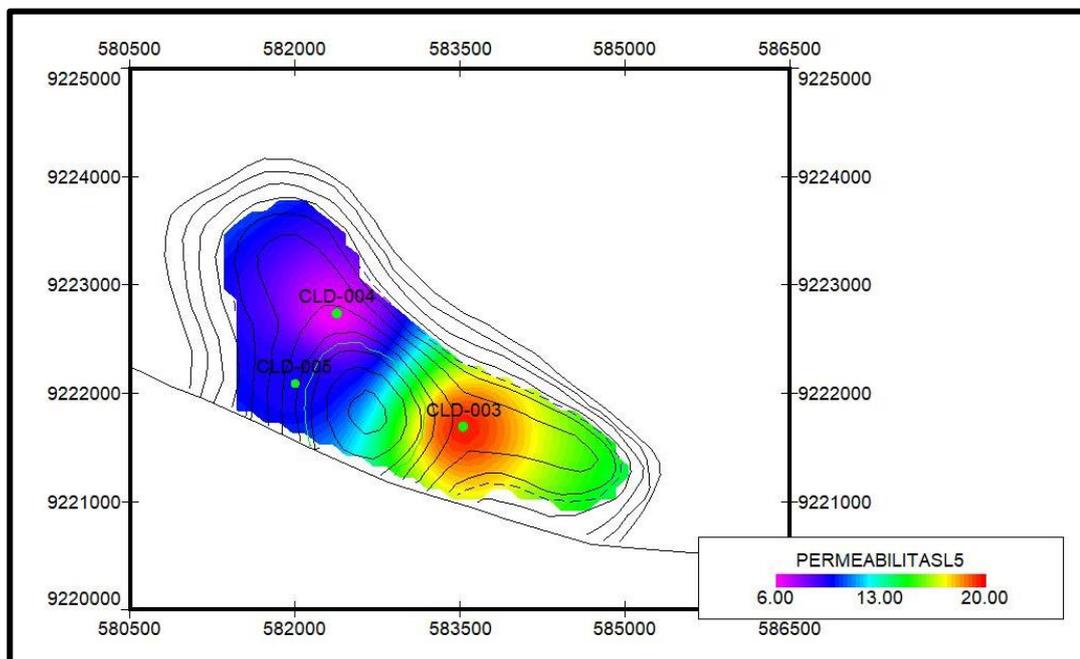
Dilakukan juga pembuatan peta persebaran *reservoir properties* pada lapisan L5. **Tabel IV-4** adalah tabel yang menunjukkan nilai dari masing – masing *reservoir properties* dan SCAL Lapisan L5. **Gambar 4.16** hingga **Gambar 4.20** merupakan peta persebaran *reservoir properties* yang merupakan hasil *plot data – data reservoir properties* pada lapisan L5.

Tabel IV- 4
Tabel Data Parameter Reservoir dan SCAL Lapisan L5

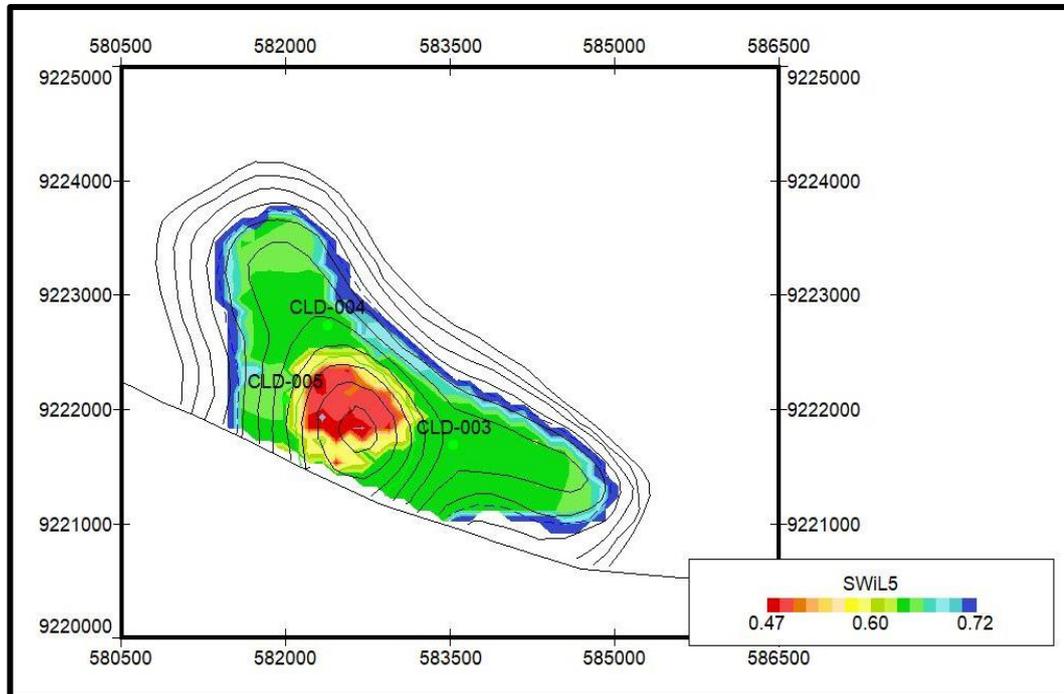
Sumur	Lapisan	Porositas	Permeabilitas (mD)	Swi	Sor	Tebal Net Pay (ft)
CLD-003	L5	0,15	19,70	0,60	0,18	6,10
CLD-004	L5	0,16	6,21	0,65	0,18	7,70
CLD-005	L5	0,17	9,45	0,53	0,18	6,20



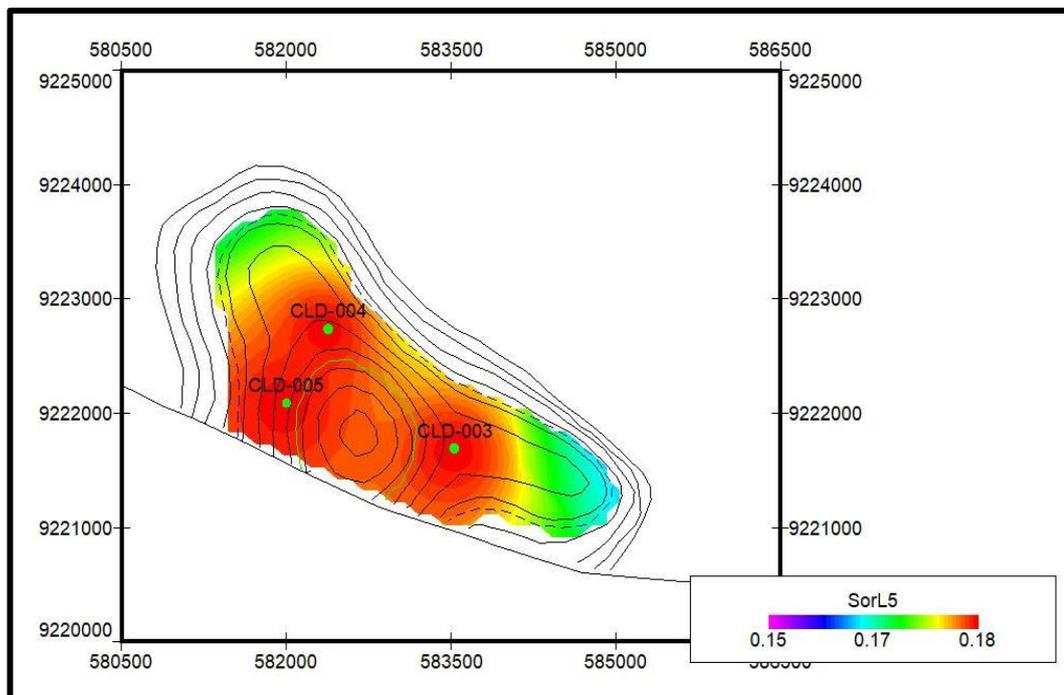
Gambar 4. 16
Peta Persebaran Porositas pada Lapisan L5 pada *Oilfield Manager Software*



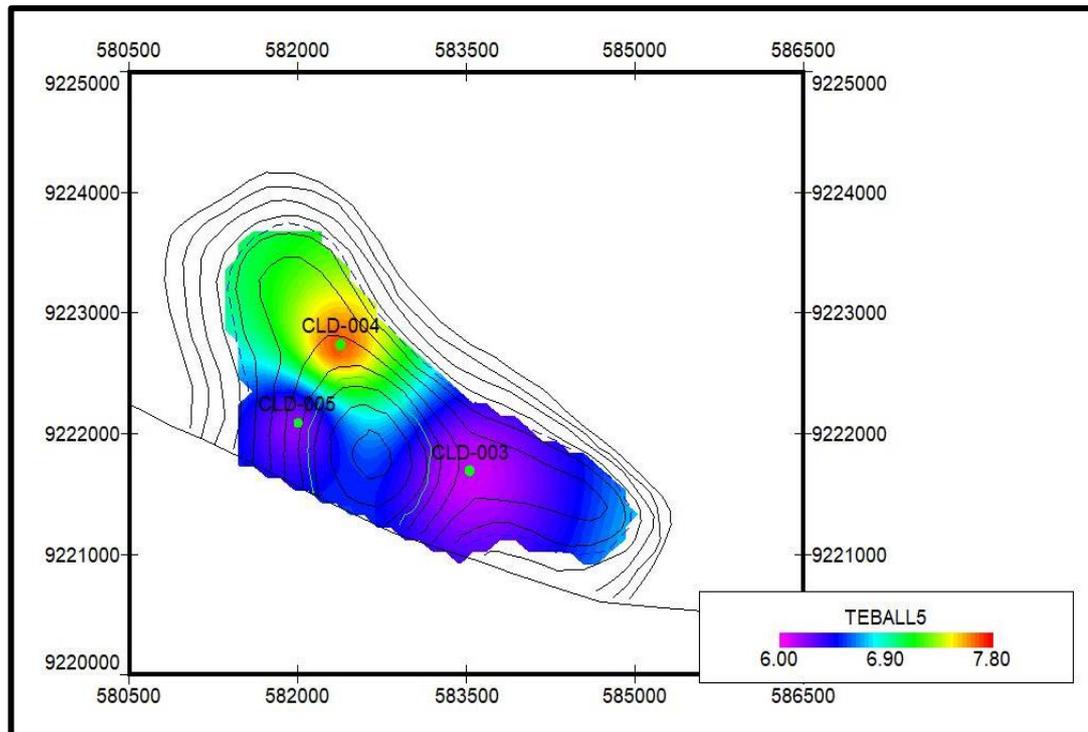
Gambar 4. 17
Peta Persebaran Permeabilitas pada Lapisan L5 pada *Oilfield Manager Software*



Gambar 4. 18
Peta Persebaran Saturasi Air Lapisan L5 pada *Software Oilfield Manager*



Gambar 4. 19
Peta Persebaran *Residual Oil Saturation* Lapisan L5 pada *Software Oilfield Manager*



Gambar 4. 20
Peta Persebaran Ketebalan *Net Pay* Lapisan L5 pada *Software Oilfield Manager*

4.5. Persebaran Cadangan Lapangan “HRD”

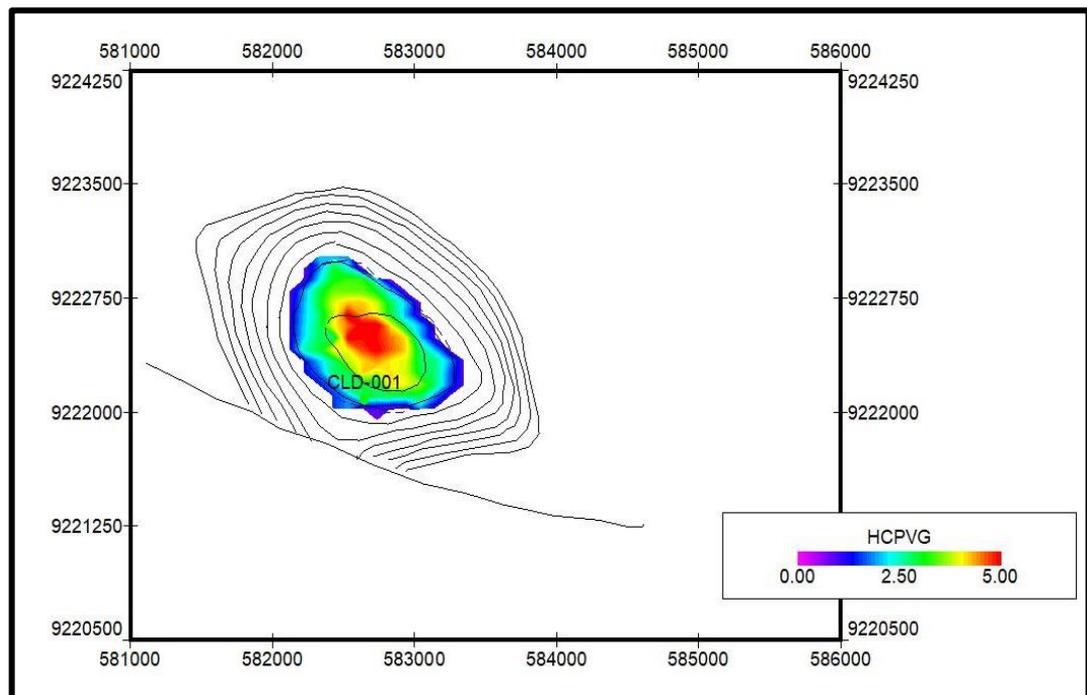
Pada penelitian ini, dilakukan pembuatan peta persebaran cadangan dari 3 lapisan yaitu Lapisan G, K1, dan L5 pada lapangan “HRD”.

4.5.1 Persebaran *Hydrocarbon Pore Volume* (HCPV)

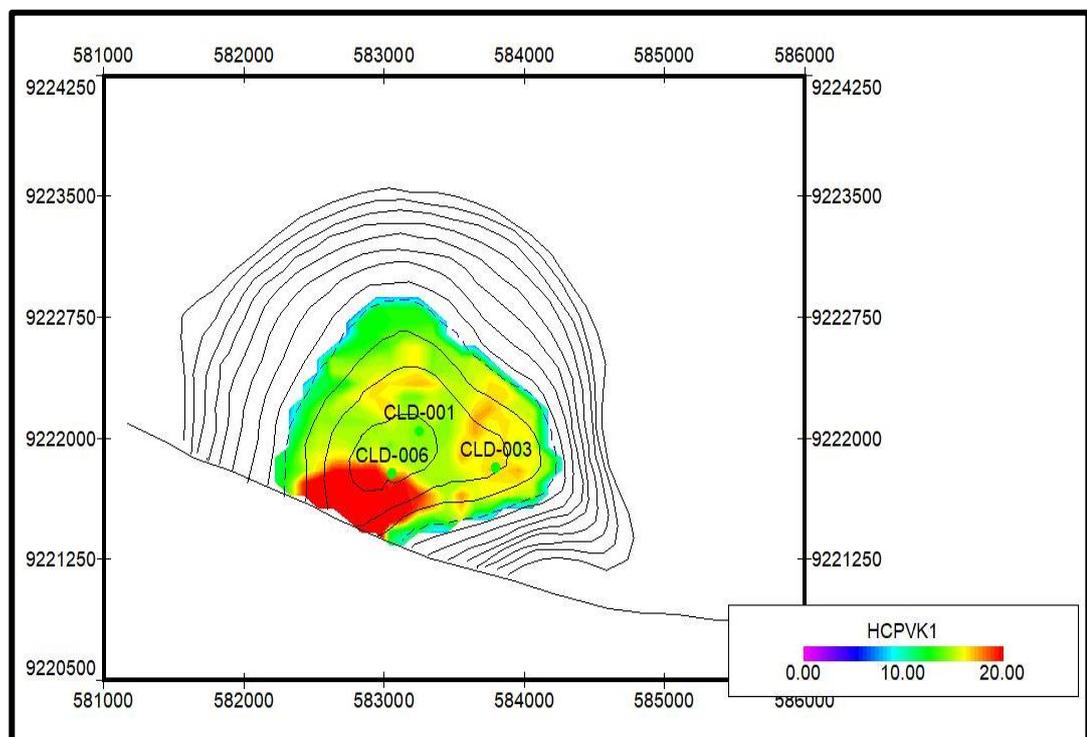
Peta HCPV akan dibuat berdasarkan **Persamaan 3-37**. Peta HCPV dibuat dengan bantuan *Software OFM* yaitu dengan peta persebaran ketebalan *net pay*, porositas, serta saturasi air awal. **Tabel IV-5** akan menunjukkan hasil perkiraan nilai HCPV pada setiap lapisan. **Gambar 4.21** hingga **Gambar 4.23** merupakan *output* dari perkiraan nilai HCPV dalam bentuk peta pada Lapisan G, K1, dan L5.

Tabel IV- 5
Tabel Hasil Prediksi HCPV Lapangan “HRD” berdasarkan *Software OFM*

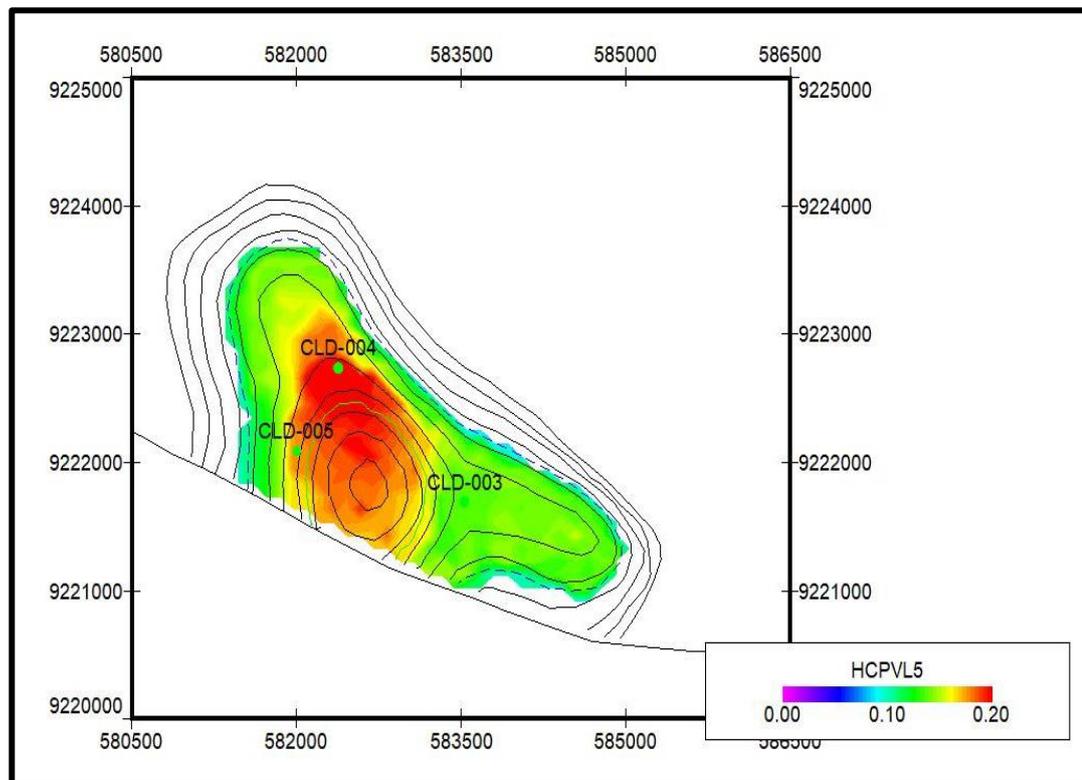
Lapisan	HCPV (acre-ft)
G	333,07
K1	4354,85
L5	99,29
TOTAL	4787,21



Gambar 4. 21
Peta Persebaran *Hydrocarbon Pore Volume* Lapisan G



Gambar 4. 22
Peta Persebaran *Hydrocarbon Pore Volume* Lapisan K1



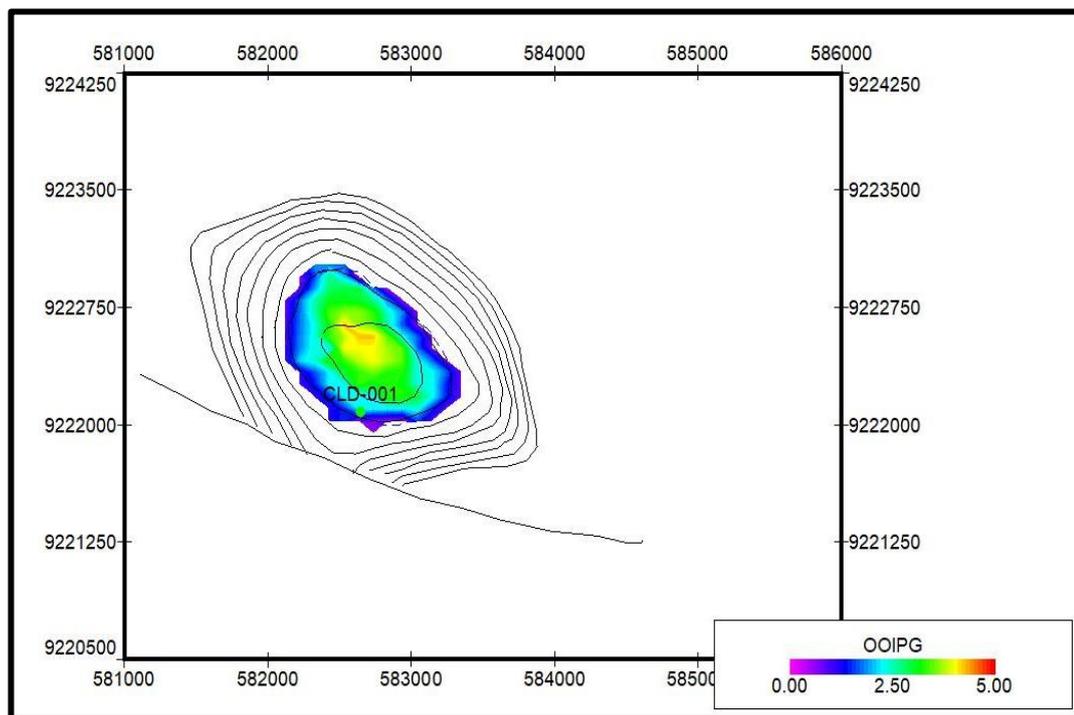
Gambar 4. 23
Peta Persebaran *Hydrocarbon Pore Volume* Lapisan L5

4.5.2 Persebaran *Original Oil In Place* (OOIP)

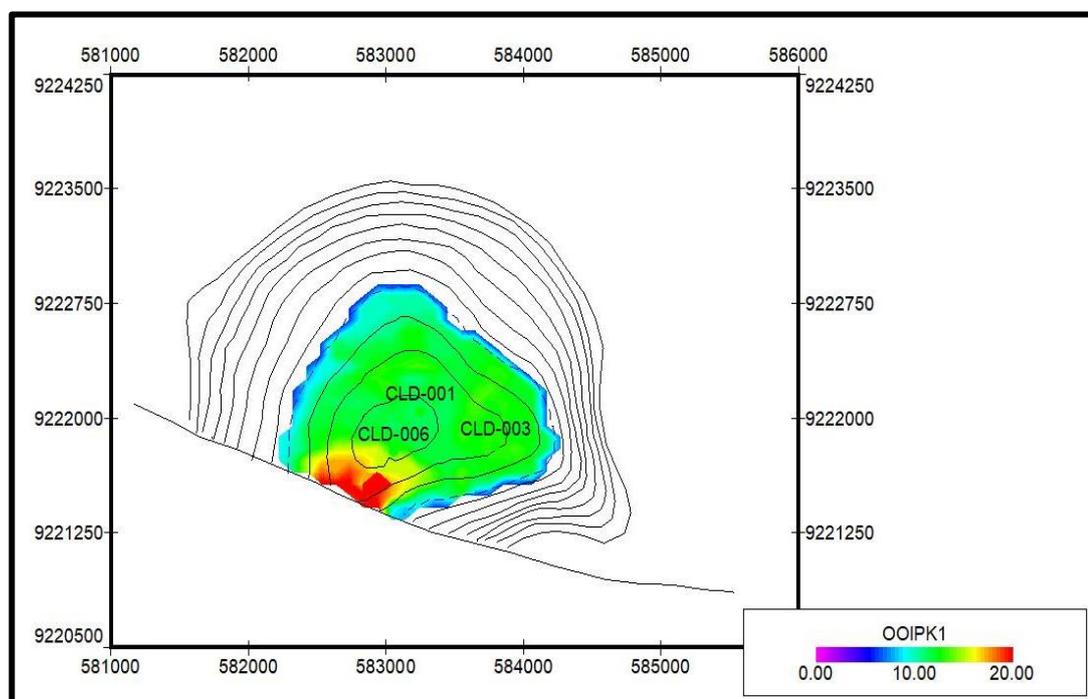
Pada perkiraan nilai OOIP Lapangan “HRD” digunakan metode volumetrik dengan **Persamaan 3-38**. **Tabel IV-6** dibawah menunjukkan nilai hasil perkiraan besarnya OOIP pada masing- masing lapisan. **Gambar 4.24** hingga **Gambar 4.26** merupakan *output* dari perkiraan nilai OOIP dalam bentuk peta pada masing-masing lapisan berproduksi yaitu Lapisan G, K1, dan L5.

Tabel IV- 6
Tabel Hasil Perkiraan OOIP Lapangan “HRD” berdasarkan *Software OFM*

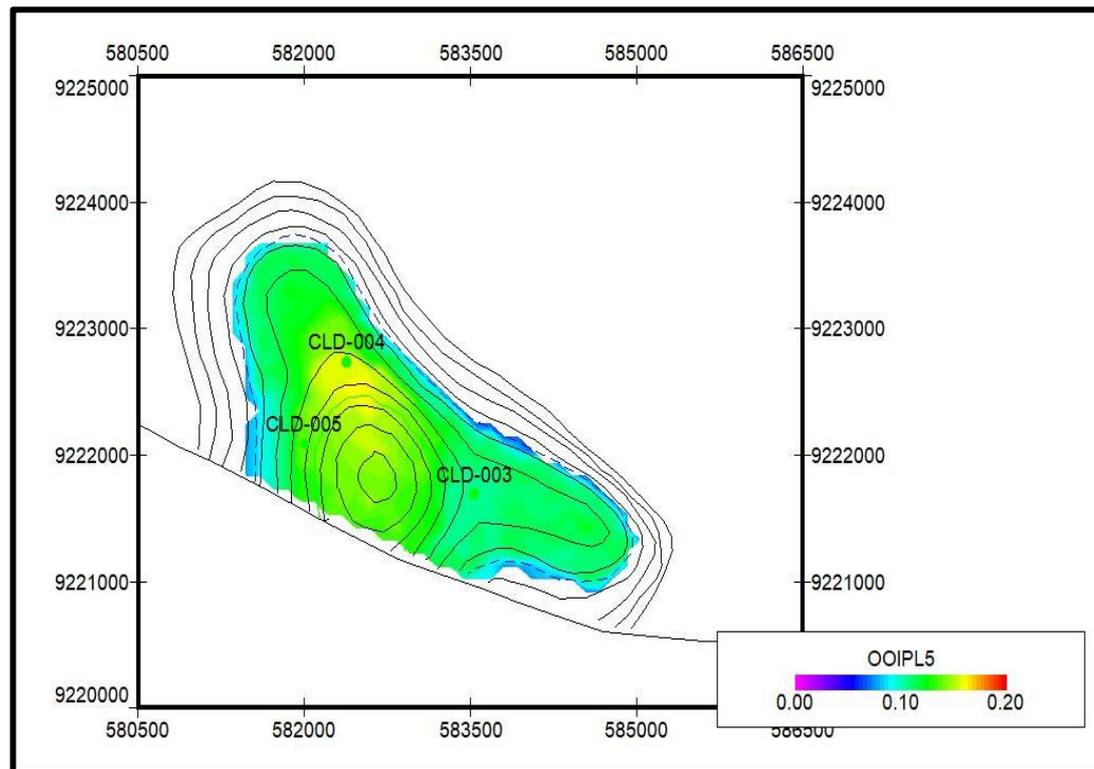
Lapisan	OOIP (MMbbl)
G	2,76
K1	33,78
L5	0,77
TOTAL	37,31



Gambar 4. 24
Peta Persebaran *Original Oil In Place* Lapisan G



Gambar 4. 25
Peta Persebaran *Original Oil In Place* Lapisan K1



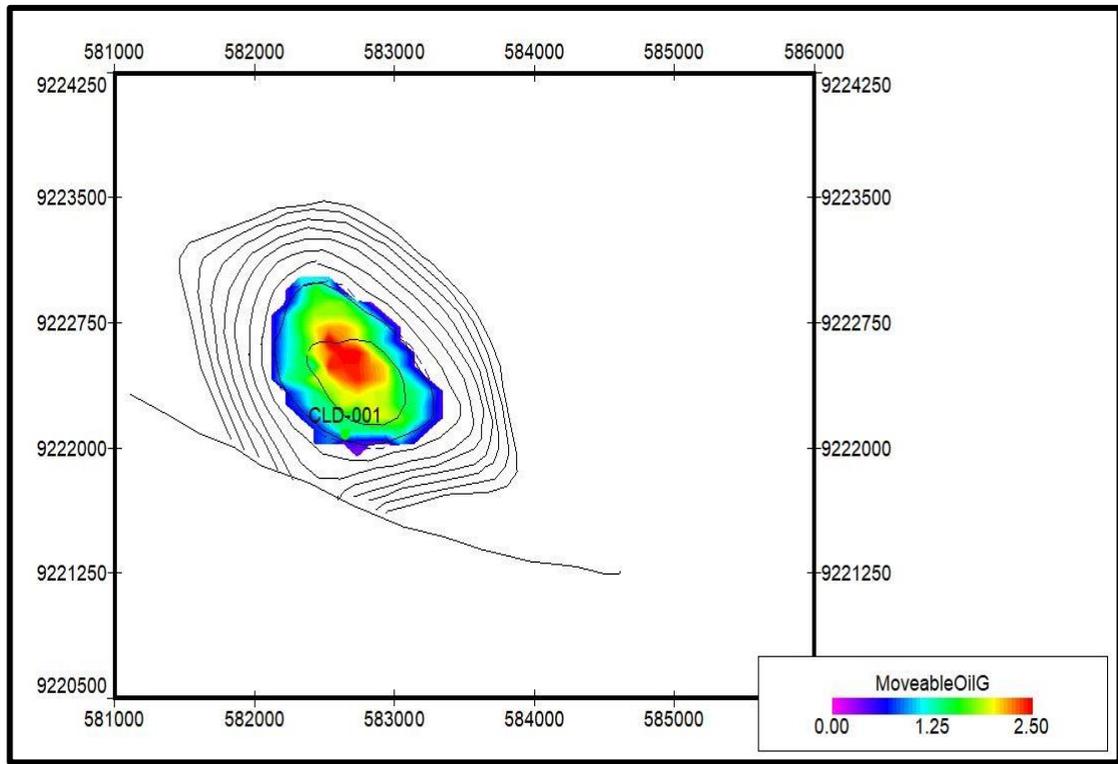
Gambar 4. 26
Peta Persebaran *Original Oil In Place* Lapisan L5

4.5.3 Persebaran *Moveable Oil*

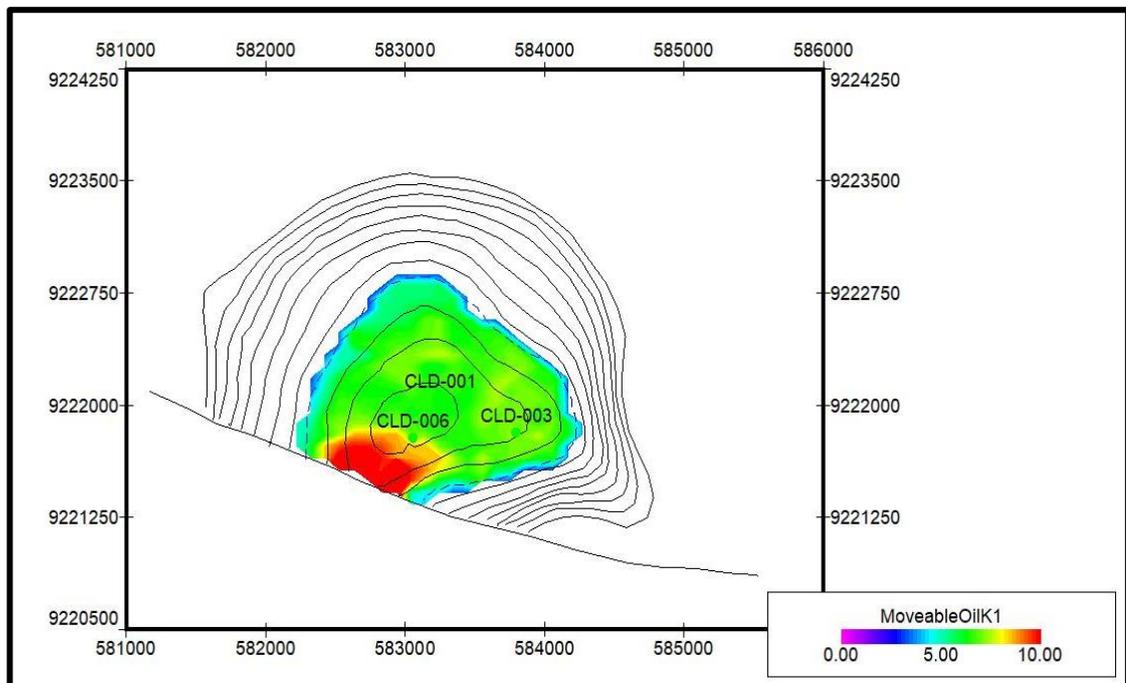
Sesuai dengan **Persamaan 3-39**, peta ini ditentukan berdasarkan peta persebaran *reservoir properties* pada masing-masing lapisan. **Tabel IV-7** dibawah merupakan tabel yang menunjukkan nilai besarnya *moveable oil* yang dihasilkan dari perhitungan *Software OFM*. Sedangkan, **Gambar 4.27** hingga **Gambar 4.29** adalah peta area *moveable oil* pada Lapisan G, K1, dan L5 hasil analisa *Software OFM*.

Tabel IV- 7
Tabel Hasil Perkiraan *Moveable Oil* Lapangan “HRD” dengan *Software OFM*

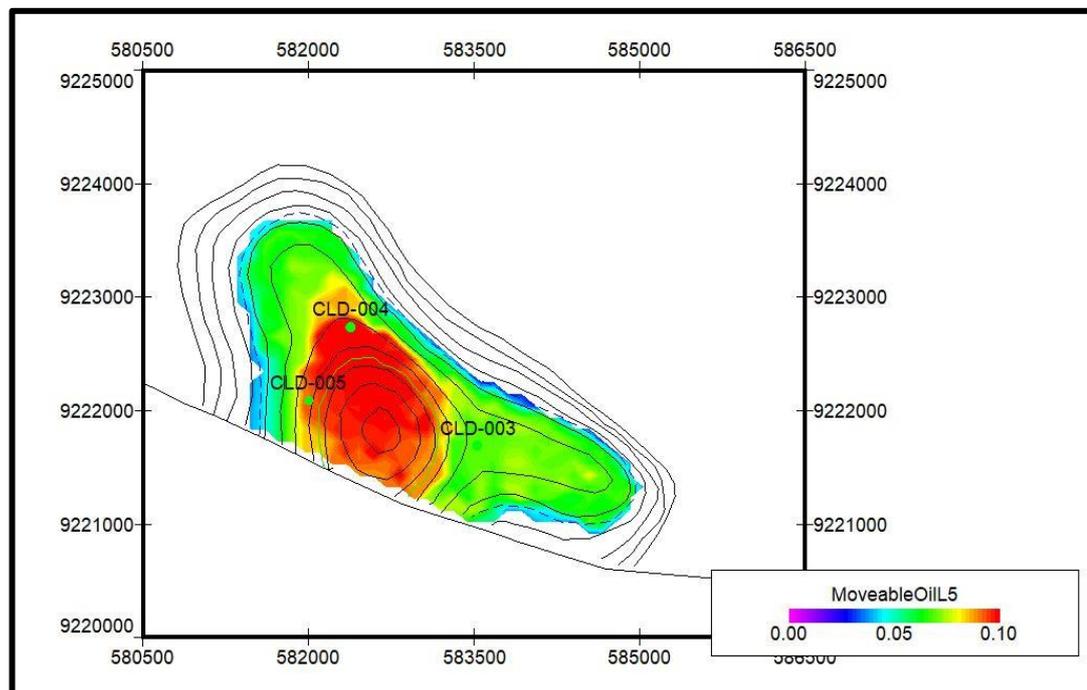
Lapisan	<i>Moveable Oil</i> (MMbbl)
G	1,66
K1	18,72
L5	0,48
TOTAL	20,86



Gambar 4. 27
Peta Persebaran *Moveable Oil* Lapisan G



Gambar 4. 28
Peta Persebaran *Moveable Oil* Lapisan K1



Gambar 4. 29
Peta Persebaran *Moveable Oil* Lapisan L5

4.6 Perhitungan *Recovery Factor SCAL* (RF_{scal})

Pada penelitian ini, dilakukan perhitungan dengan **Persamaan 3-36** berdasarkan nilai *moveable oil* dan OOIP yang dihasilkan dari analisa pada *Software* OFM. Setelah dilakukan perhitungan, maka didapatkan nilai RF_{scal} pada masing – masing lapisan yang ditunjukkan pada Tabel IV-8.

Tabel IV- 8
Hasil Perhitungan *Recovery Factor* Berdasarkan Data SCAL

Lapisan	OOIP (MMbbl)	<i>Moveable Oil</i> (MMbbl)	RF _{scal}
G	2,76	1,66	60,3%
K1	33,78	18,72	55,4%
L5	0,77	0,48	61,8%

4.7 Estimasi Sisa Cadangan Lapangan “HRD”

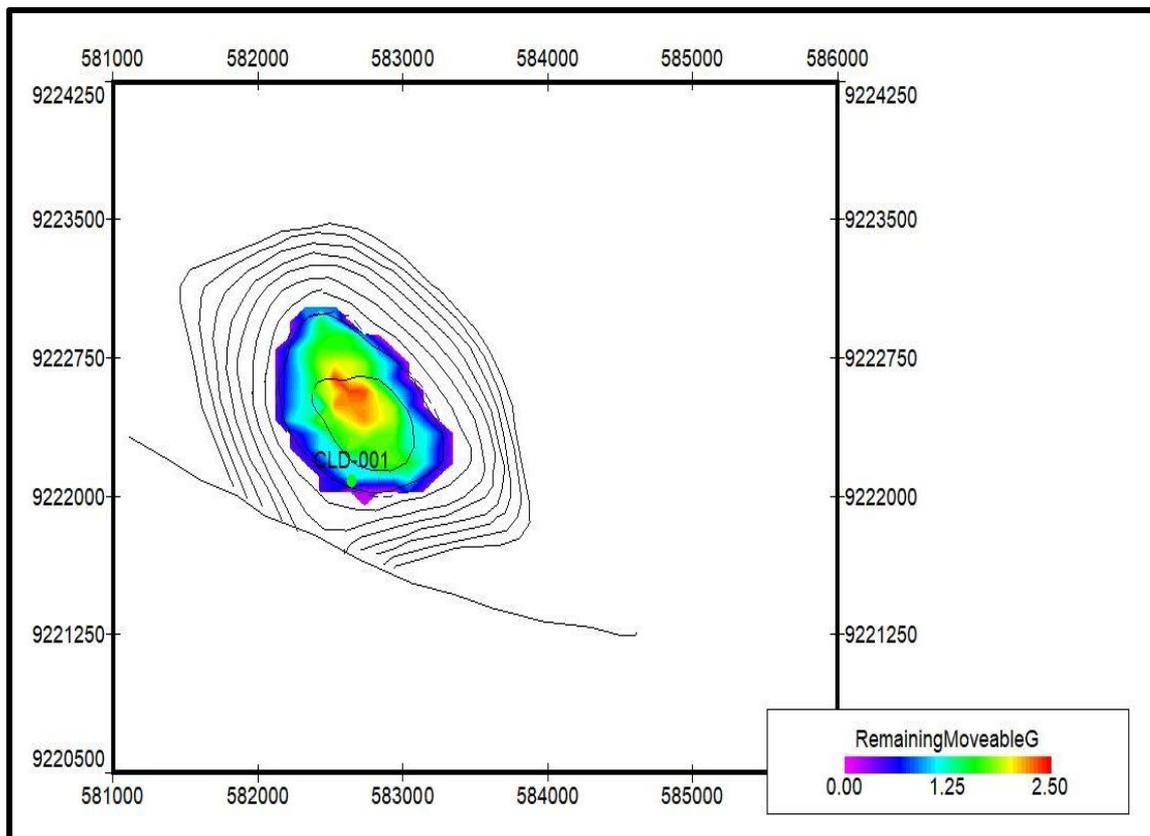
4.7.1 Persebaran *Remaining Moveable*

Dilakukan perkiraan nilai *remaining moveable* sesuai dengan **Persamaan 3-40**. Dilakukan analisa pada *Software* OFM sehingga didapatkan nilai perkiraan *remaining moveable* lapangan “HRD” yang ditunjukkan pada **Tabel IV-9**.

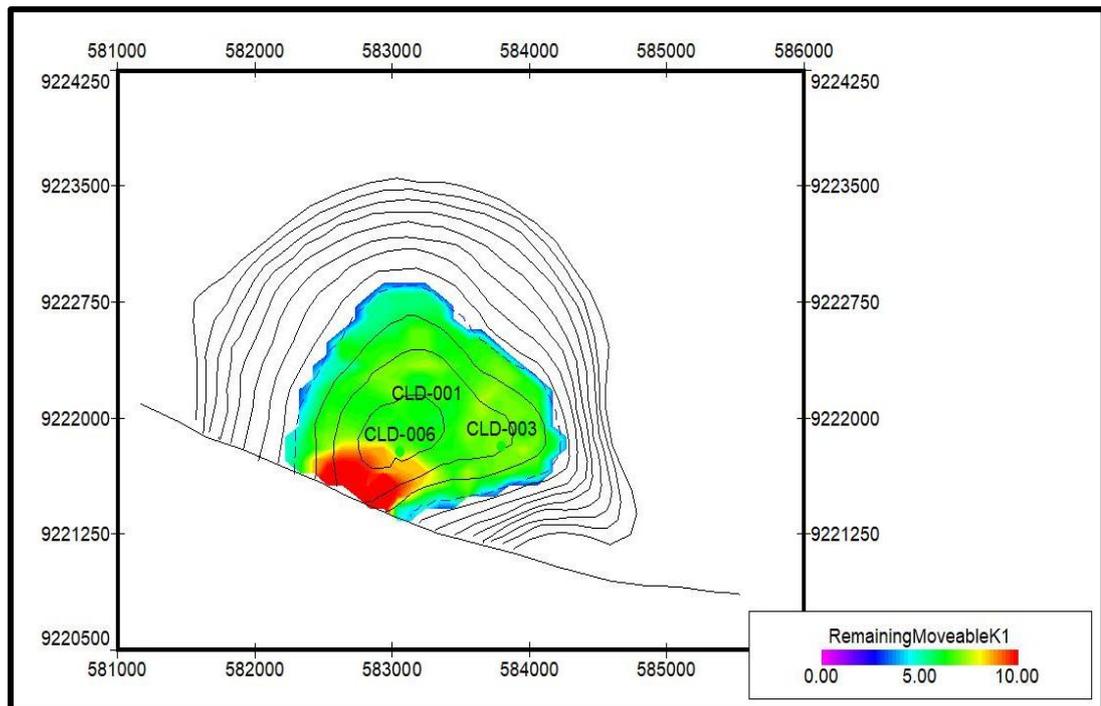
Dihasilkan juga *output* berupa peta *remaining moveable* pada setiap lapisan berproduksi yaitu Lapisan G, K1, dan L5 yang ditunjukkan pada **Gambar 4.30** hingga **Gambar 4.32**.

Tabel IV- 9
Tabulasi Hasil Perkiraan *Remaining Moveable* Lapangan “HRD” pada Software OFM

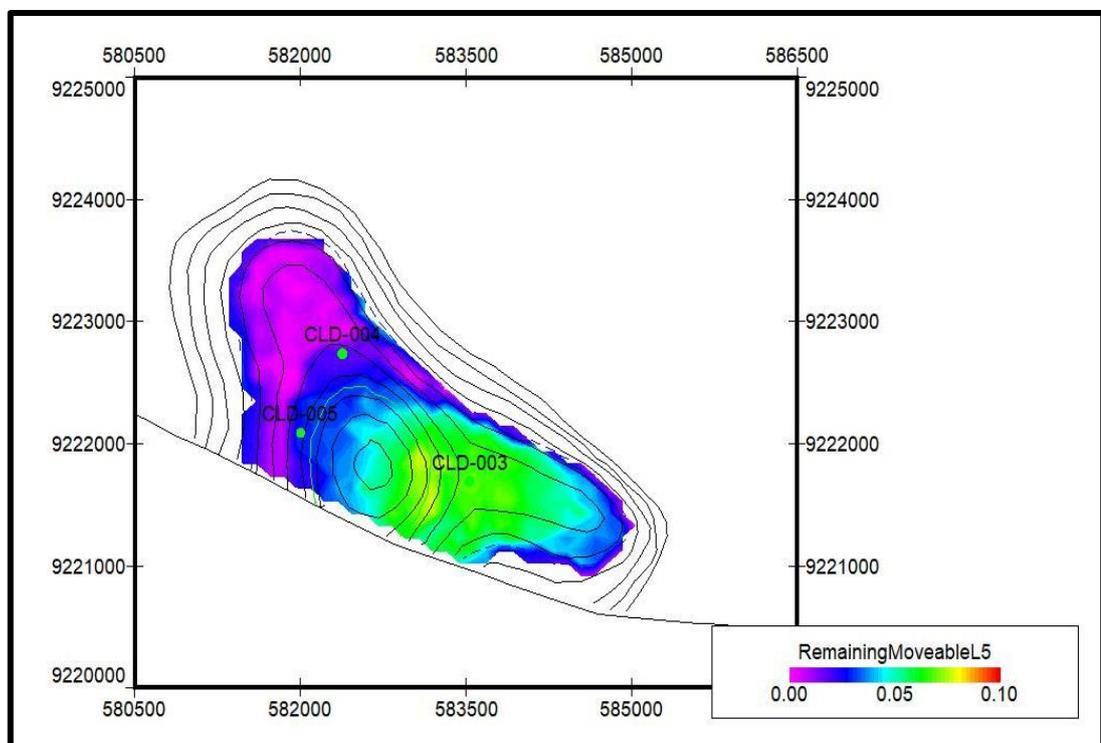
Lapisan	<i>Remaining Moveable</i> (MMbbl)
G	1,34
K1	18,52
L5	0,17
TOTAL	20,04



Gambar 4. 30
Peta Persebaran *Remaining Moveable* Lapisan G



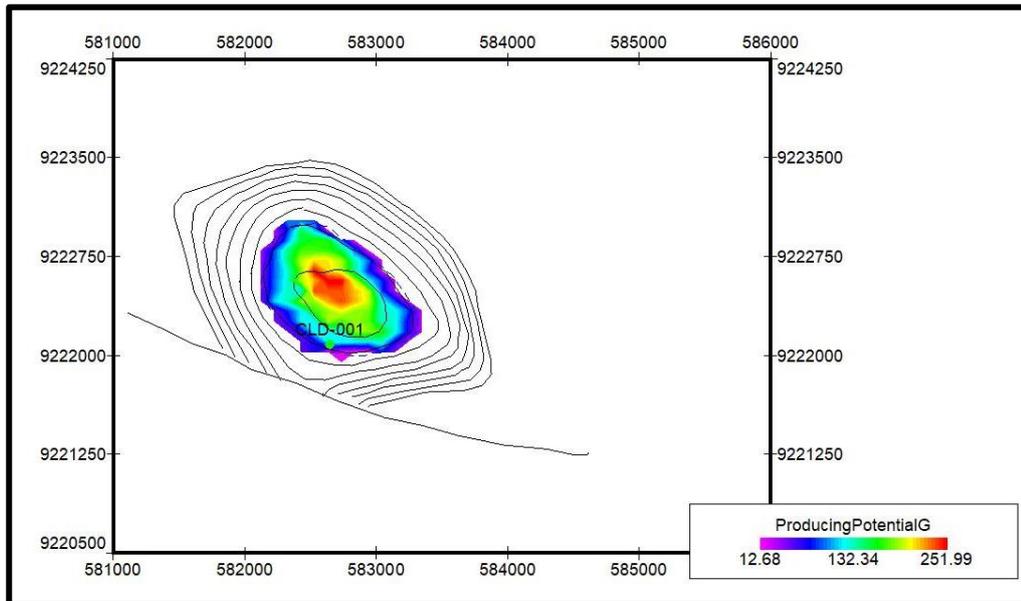
Gambar 4. 31
Peta Persebaran *Remaining Moveable* Lapisan K1



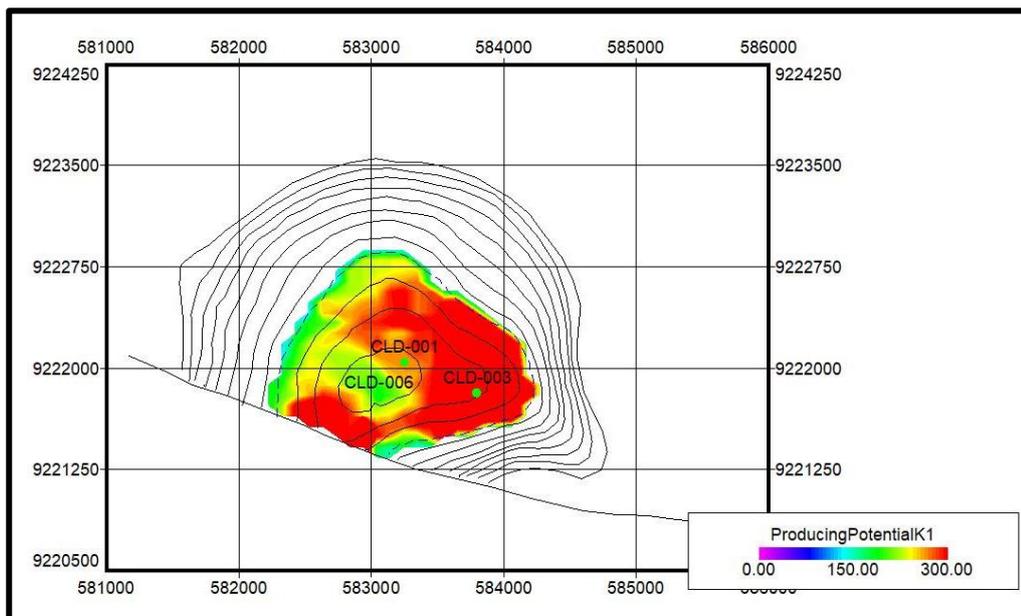
Gambar 4. 32
Peta Persebaran *Remaining Moveable* Lapisan L5

4.7.2 Persebaran *Oil Producing Potential*

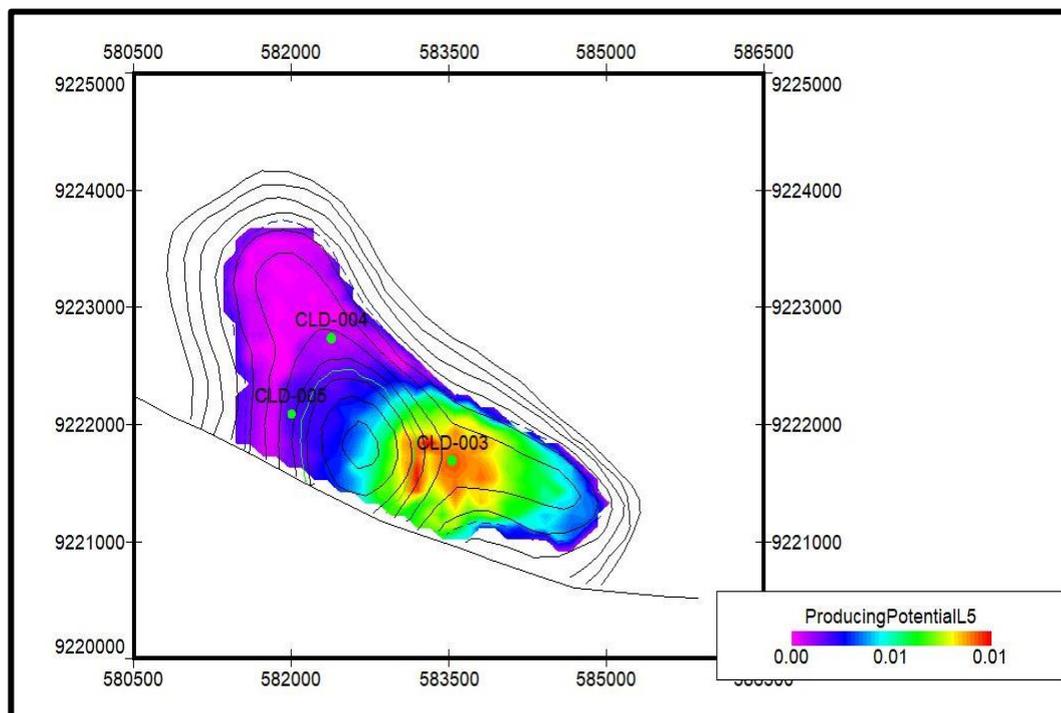
Untuk melihat area *oil producing potential*-nya, maka digunakan perhitungan dengan **Persamaan 3–41**. **Gambar 4.33** hingga **Gambar 4.35** merupakan peta *oil producing potential* hasil analisa pada *Software OFM* untuk Lapisan G, K1, dan L5.



Gambar 4. 33
Peta *Oil Producing Potential* Lapisan G



Gambar 4. 34
Peta *Oil Producing Potential* Lapisan K1



Gambar 4. 35
Peta Oil Producing Potential Lapisan G

4.8 Perencanaan Pengembangan Lapangan

4.8.1 Penentuan Titik *Infill* untuk Pengembangan Lapangan

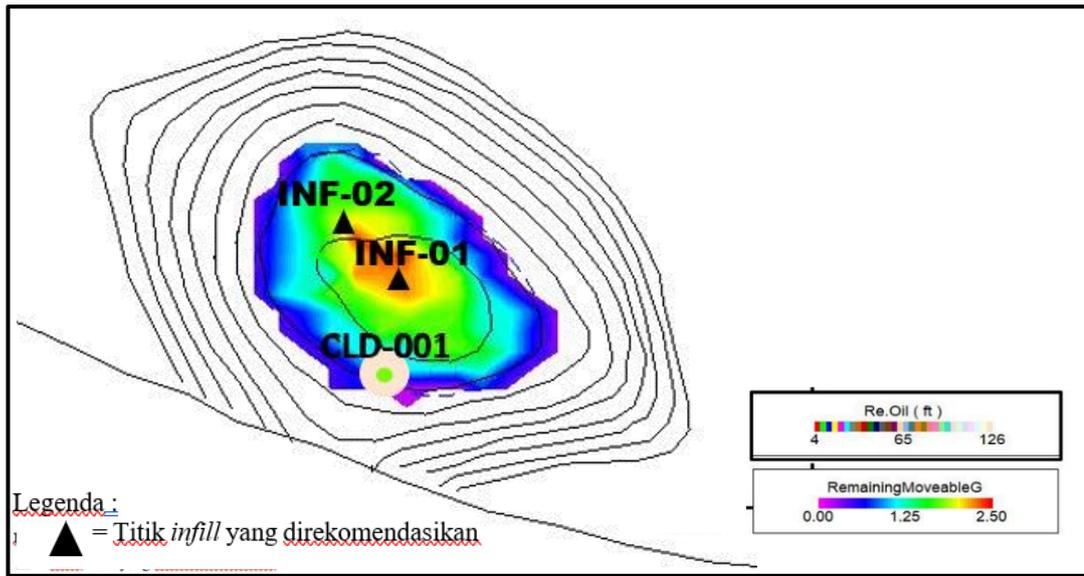
Pada penentuan titik *infill* ini, digunakan peta *remaining moveable* dan peta *producing potential*. Kedua peta ini akan di-*overlay* dengan *bubble map* radius pengurasan sumur-sumur *existing* untuk menghindari adanya interferensi.

Setelah dilakukan analisa dan pertimbangan lebih lanjut pada Lapisan G, K1, dan L5 Lapangan “HRD” maka ditentukan 6 titik sumur *infill* baru yang direkomendasikan yang akan dibagi pada tiga lapisan berproduksi yang akan diproduksi dengan metode *commingle*.

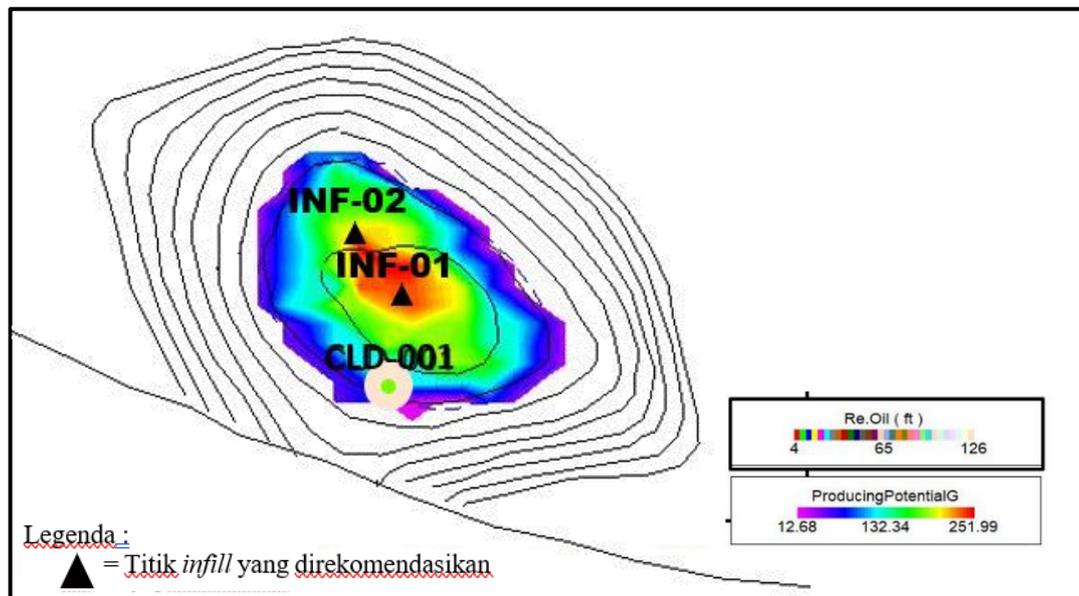
Dari hasil analisa yang dilakukan maka pada Lapisan G direkomendasikan dua sumur *infill*. Titik yang direkomendasikan sebagai titik *infill* pada Lapisan G pada peta *remaining moveable* dapat dilihat pada **Gambar 4.36** dan pada peta *oil producing potential* dapat dilihat pada **Gambar 4.37** serta koordinatnya dapat dilihat pada **Tabel IV-10**. Pada Lapisan G, hanya terdapat satu sumur produksi yaitu CLD-001TW sehingga rekomendasi titik *Infill*nya berada disekitar sumur tersebut.

Tabel IV- 10
Rekomendasi Titik *Infill* Lapisan G

Sumur	Lapisan	Koordinat		k (mD)	h (ft)	Remaining Moveable (Mbbl)
		x	y			
INF-01	G	582749,99	9222590,65	107	7,1	2,20
INF-02	G	582513,14	9222432,50	107	7	1,85



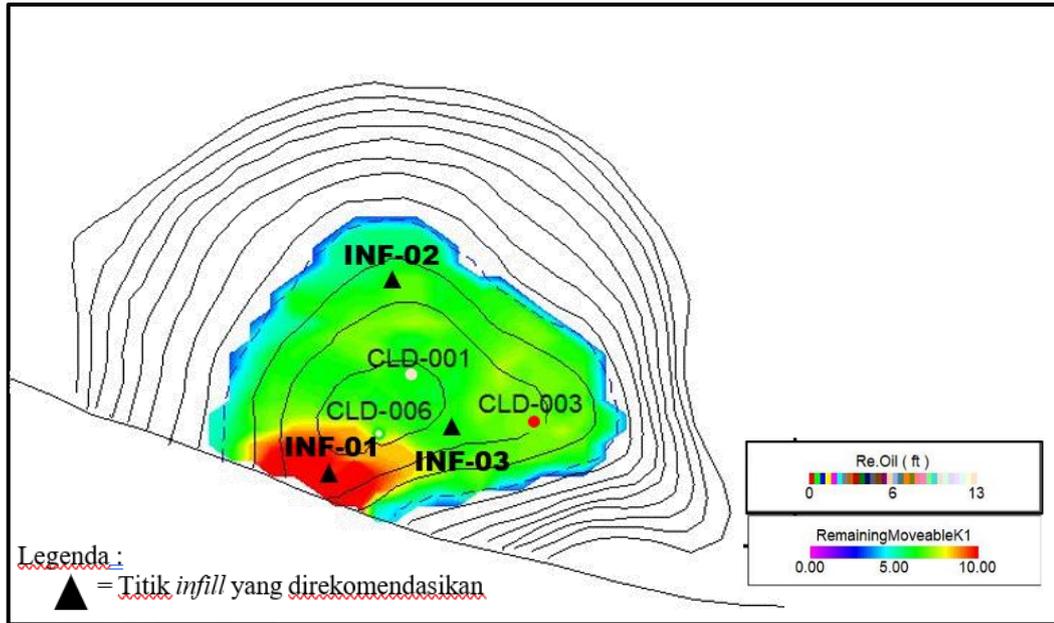
Gambar 4. 36
Lokasi Titik *Infill* pada Peta *Remaining Moveable* Lapisan G



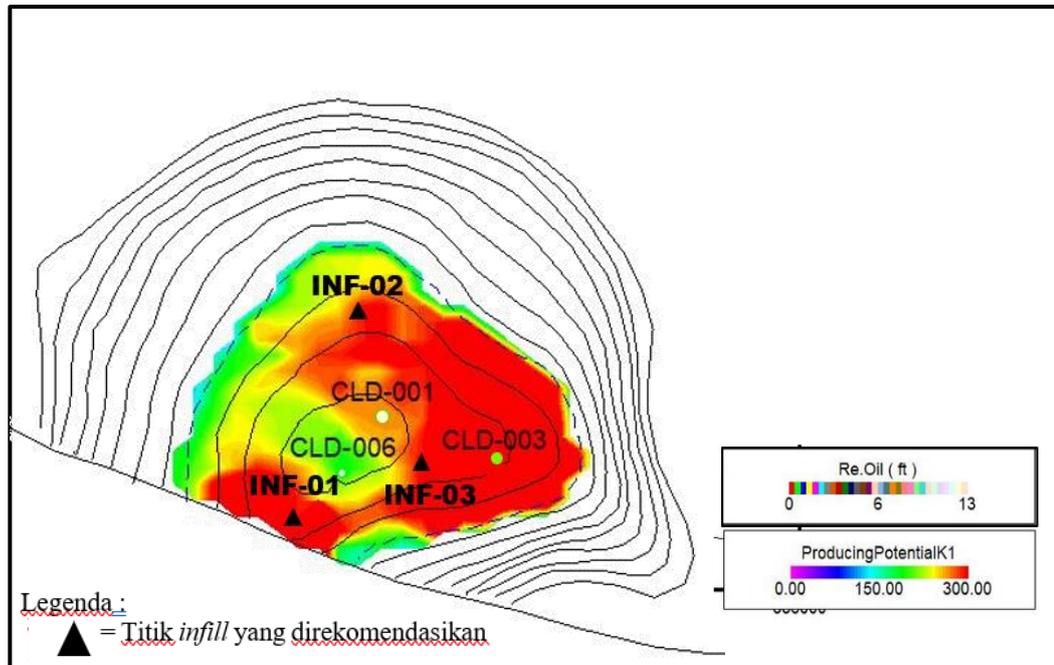
Gambar 4. 37
Lokasi Titik *Infill* pada Peta *Oil Producing Potential* Lapisan G

Tabel IV- 11
Rekomendasi Titik *Infill* Lapisan K1

Sumur	Lapisan	Koordinat		k (mD)	h (ft)	Remaining Moveable (Mbbbl)
		x	y			
INF-02	K1	582843,29	9222382,19	40	22	6,20
INF-03	K1	583962,92	9222029,95	66	24	10
INF-04	K1	583453,35	9222576,28	50	20	7,20



Gambar 4. 38
Lokasi Titik *Infill* pada Peta *Remaining Moveable* Lapisan K1

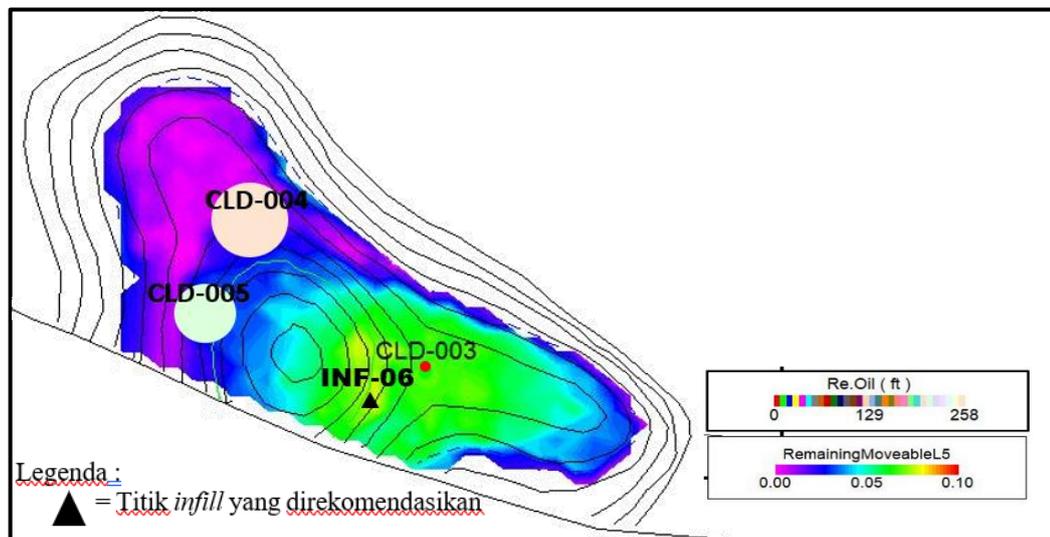


Gambar 4. 39
Lokasi Titik *Infill* pada Peta *Oil Producing Potential* Lapisan K1

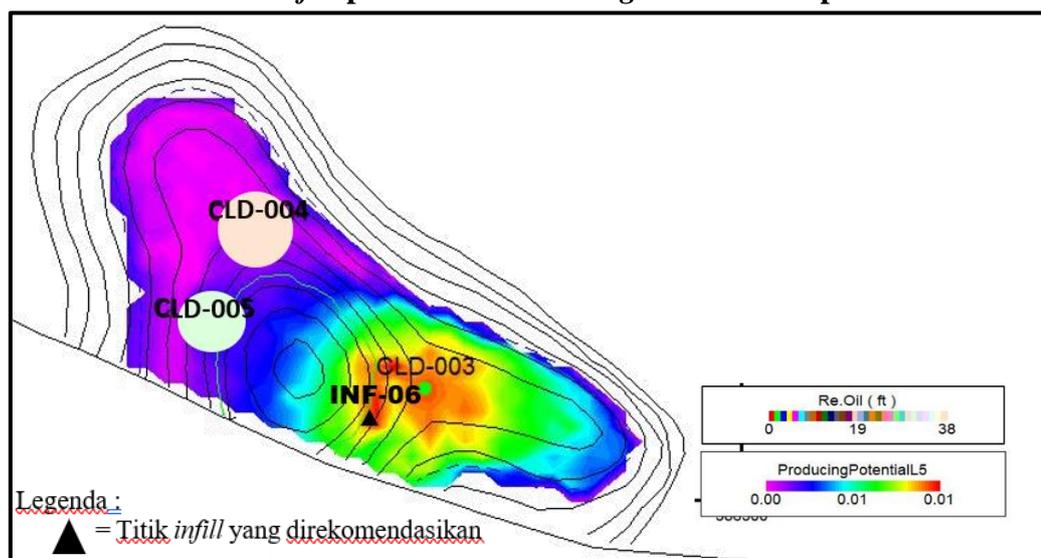
Pada Lapisan K1 akan ditambahkan tiga sumur *infill*. **Gambar 4.38** dan **4.39** diatas menunjukkan titik *infill* pada lapisan K1 serta koordinatnya akan ditunjukkan pada **Tabel IV-11**.

Tabel IV- 12
Rekomendasi Titik *Infill* Lapisan L5

Sumur	Lapisan	Koordinat		k (mD)	h (ft)	Remaining Moveable (Mbbl)
		x	y			
INF-04	L5	583216,98	9221857,13	17,5	6,30	0,08



Gambar 4. 40
Lokasi Titik *Infill* pada Peta *Remaining Moveable* Lapisan L5



Gambar 4. 41
Lokasi Titik *Infill* pada Peta *Oil Producing Potential* Lapisan L5

Berdasarkan analisa yang dilakukan, maka pada Lapisan L5, direkomendasikan untuk ditambahkan satu sumur *infill*. Pada **Gambar 4.40** dan **Gambar 4.41** diatas menunjukkan titik *infill* pada peta lapisan L5 serta **Tabel IV-12** akan menunjukkan koordinat dari titik *infill* ini.

Dalam proses produksinya, sumur – sumur *infill* ini akan menggunakan *tubing completion* berjenis *commingle*. Urutan lapisan pada Lapangan “HRD” ini adalah Lapisan G berada pada bagian teratas, kemudian diikuti Lapisan K1 dan selanjutnya Lapisan L5 berada di posisi terbawah. Berdasarkan hal tersebut dan koordinat dari sumur yang akan ditambahkan serta jumlah sisa cadangannya maka perencanaan *commingle completion*nya akan seperti berikut :

- Sumur INF-02 akan diproduksi pada Lapisan G dan K1.
- Sumur INF-04 akan diproduksi pada Lapisan K1 dan L5.

Berikut adalah **Tabel IV-13** yang menunjukkan completion sumur *infill* yang akan ditambahkan.

Tabel IV- 13
Tabel Ringkasan *Completion* Sumur *Infill*

Sumur	Lapisan	Koordinat		Completion
		x	y	
INF-01	G	582749,99	9222590,65	Single
INF-02	G	582513,14	9222432,50	Commingle
INF-02	K1	582843,29	9222382,19	
INF-03	K1	583962,92	9222029,95	Single
INF-04	K1	583453,35	9222576,28	Commingle
INF-04	L5	583216,98	9221857,13	

4.8.2 Prediksi Laju Produksi Awal Sumur *Infill* (Q_{oi})

Setelah didapatkan titik *infill* yang tepat, maka selanjutnya dilakukan prediksi untuk mengetahui laju produksi awal sumur *Infill*.

Pada penelitian ini, penentuan nilai Q_{oi} didasarkan pada nilai laju alir dari Q_o last sumur – sumur produksi yang ada di sekitar titik rekomendasi sumur pengembangan baru. Berdasarkan data produksi yang ada, maka pada **Tabel IV-14** dapat dilihat data laju alir dari masing – masing sumur produksi yang berada di sekitar titik rekomendasi sumur *infill* yang akan ditambahkan.

Tabel IV- 14
Tabel Laju Alir Lapangan “HRD”

Sumur	Lapisan	Koordinat		Qo awal	Qo last	k	h	Remaining Moveable
		x	y	(bopd)	(bopd)	(mD)	(ft)	(Mbbl)
CLD-001TW	G	582404,42	9222322,64	259	110	109	7,32	1,05
CLD-001TW	K1	583254,67	9222040,87	134	90	43,28	20,27	6,35
CLD-003	K1	583784,38	9221836,81	93	60	68,76	23,51	6,10
CLD-006	K1	583061,12	9221775,59	105	70	25,05	24,32	8,20
CLD-003	L5	582876,42	9222107,28	12	9	19,70	6,10	0,06
CLD-004	L5	581679,56	9222759,20	146	100	6,21	7,70	0,02
CLD-005	L5	581693,90	9222740,45	187	120	9,45	6,20	0,02

Berdasarkan tabel ini, akan ditentukan nilai Q_{oi} berdasarkan sumur produksi sekitar yang berada pada lapisan yang sama dengan lapisan yang akan diproduksi pada sumur *infill*. Nilai Q_{oi} didasarkan pada nilai Q_o last karena nilai Q_o last merupakan laju alir pada keadaan saat ini dengan kondisi telah terjadinya penurunan tekanan sehingga kondisi tekanan yang ada dianggap sesuai dengan kondisi tekanan saat dimana sumur pengembangan baru akan diproduksi. Berdasarkan hal tersebut, maka nilai Q_{oi} yang digunakan pada sumur *infill* yang ditambahkan dapat dilihat pada **Tabel IV-15** berikut.

Tabel IV- 15
Tabel Perkiraan Q_{oi} Sumur *Infill* Lapangan “HRD”

Sumur	Lapisan	h (ft)	k (mD)	Q_{oi} (bopd)
INF-01	G	7,1	107	100
INF-02	G	7	107	110
INF-03	K1	24	66	100
INF-04	K1	22	40	110
INF-05	K1	20	50	120
INF-06	L5	5,5	15	120

4.8.3 Analisa *Decline Curve* Lapisan Berproduksi

4.8.3.1 Peramalan (*Forecasting*) Skenario *Basecase*

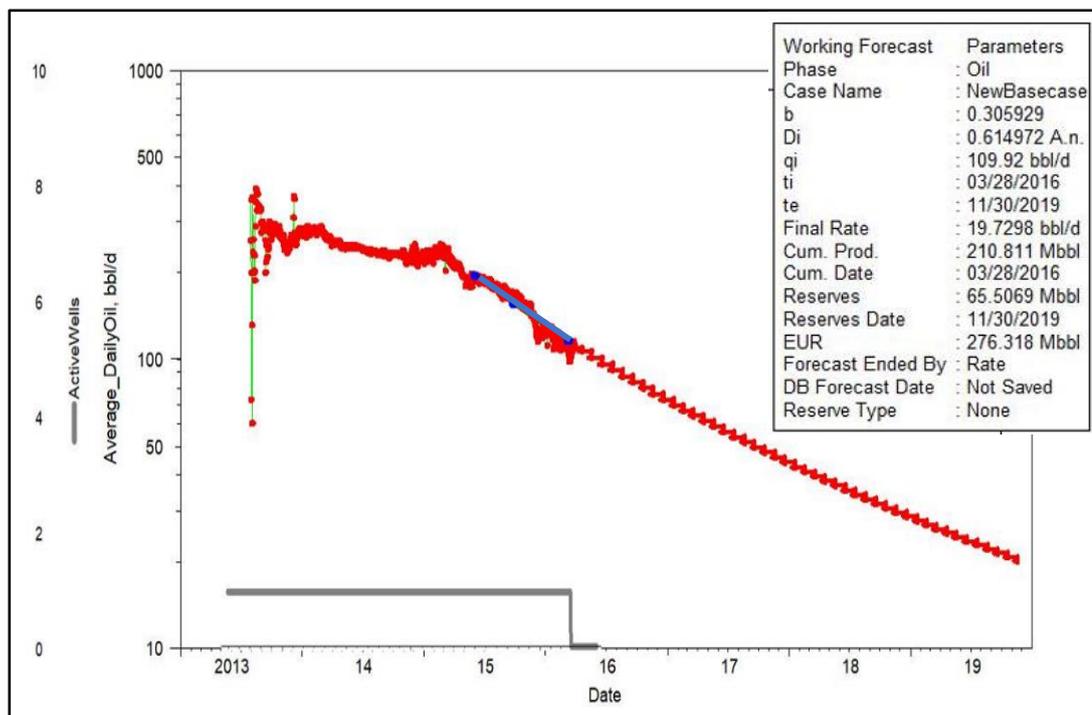
Selanjutnya dilakukan *forecasting* dengan analisa *decline curve* untuk memprediksikan sisa cadangan yang dapat diproduksi dan *recovery factor* dari Lapisan G, K1, dan L5 pada Lapangan “HRD”.

Gambar 4.46 merupakan *forecast* untuk *basecase* dari skenario pengembangan Lapisan G. Analisa *forecasting* dilakukan hingga tahun 2035 dengan *economic limit* 20 bopd/sumur sesuai kontrak. **Tabel IV-16** dibawah

menunjukkan hasil *forecasting basecase* dengan analisa *decline curve* pada Lapisan G.

Tabel IV- 16
Hasil Forecasting pada Basecase Lapisan G

Lapisan G Basecase (1 Sumur Produksi) - 19 Tahun			
Awal Forecast	28-Mar-16		
Akhir Forecast	30-Nov-19		
b	0,3	Hyperbolic	
Di	61%	Per Tahun	
Qi	109,92	bbl/day	
OOIP	2759	Mbbbl	
Np @Maret 2016	249,21	Mbbbl	
EUR	276,32	Mbbbl	
RF	10%		



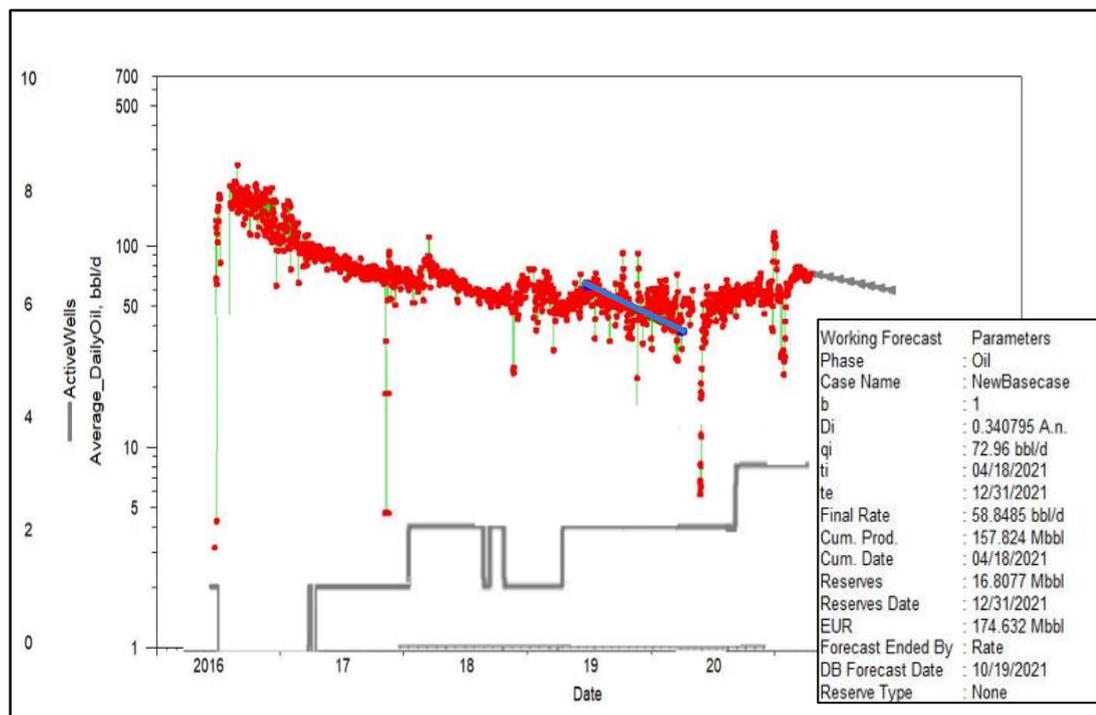
Gambar 4. 42
Forecast Decline Curve Analysis Basecase pada Lapisan G

Dilakukan juga *forecast basecase* pada Lapisan K1. Pada Lapisan K1 dilakukan *forecast* hingga tahun 2035 dengan economic limit 20 bopd/sumur. **Gambar 4.47** merupakan *forecast* untuk *basecase* dari Lapisan K1. Dari analisa ini didapatkan hasil nilai cadangan yang dapat diproduksi atau EUR pada skenario

basecase dan *recovery factor*-nya yang menunjukkan produksinya seperti ditunjukkan pada Tabel IV-17.

Tabel IV- 17
Hasil Forecasting pada Basecase Lapisan K1

Lapisan K1 Basecase (3 Produksi) - 14 Tahun		
Awal Forecast	18-Apr-21	
Akhir Forecast	31-Dec-21	
b	1	<i>Harmonic</i>
Di	34%	Per Tahun
Q 18 April 2021	218,88	bbl/day
OOIP	33784,9	Mbbl
Np 18 April 2021	166,51	Mbbl
EUR	174,63	Mbbl
RF	0,52%	



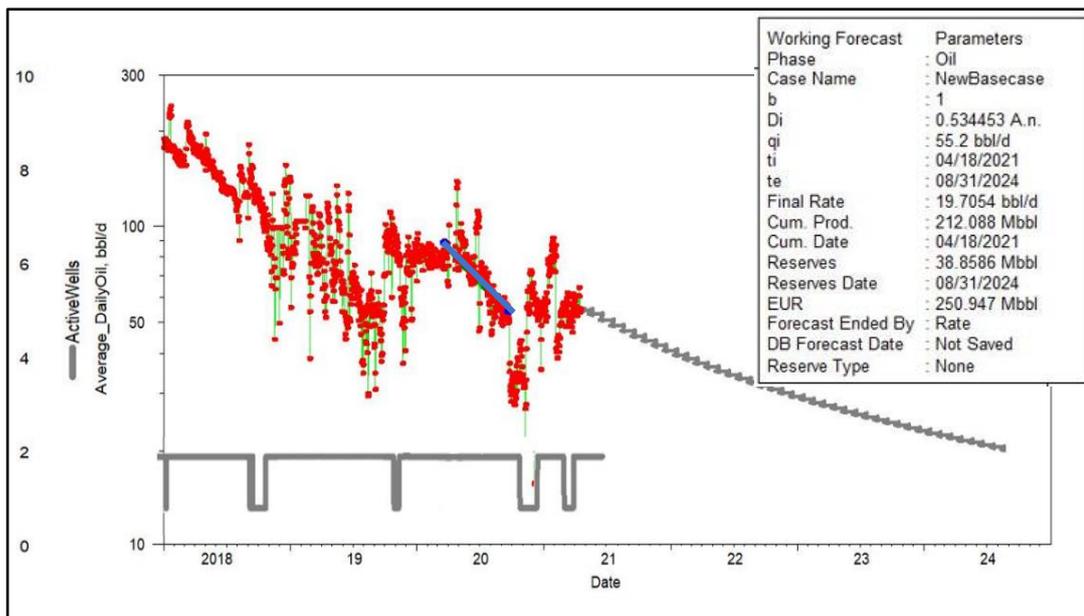
Gambar 4. 43
Forecast Decline Curve Analysis Basecase pada Lapisan K1

Forecast pada *basecase* juga dilakukan pada Lapisan L5. Pada Lapisan L5 dilakukan *forecast* selama 14 tahun hingga tahun 2035 dengan *economic limit* 20 bopd/sumur. **Gambar 4.48** merupakan *forecast* untuk *basecase* dari Lapisan L5.

Dari analisa ini didapatkan hasil nilai cadangan yang dapat diproduksi pada skenario *basecase* dan *recovery factor*-nya yang ditunjukkan pada **Tabel IV-18**.

Tabel IV- 18
Hasil Forecasting pada Basecase Lapisan L5

Lapisan L5 Basecase (3 Sumur Produksi) - 14 Tahun			
Awal Forecast	18-Apr-21		
Akhir Forecast	31-Aug-24		
b	1	Harmonic	
Di	53%	Per Tahun	
Q 18 April 2021	110,4	bbl/day	
OOIP	770	Mbbl	
Np @April 2018	245,17	Mbbl	
EUR	250,95	Mbbl	
RF	32,6%		



Gambar 4. 44
Forecast Decline Curve Analysis Basecase pada Lapisan L5

4.8.3.2 Skenario Penambahan Sumur *Infill*

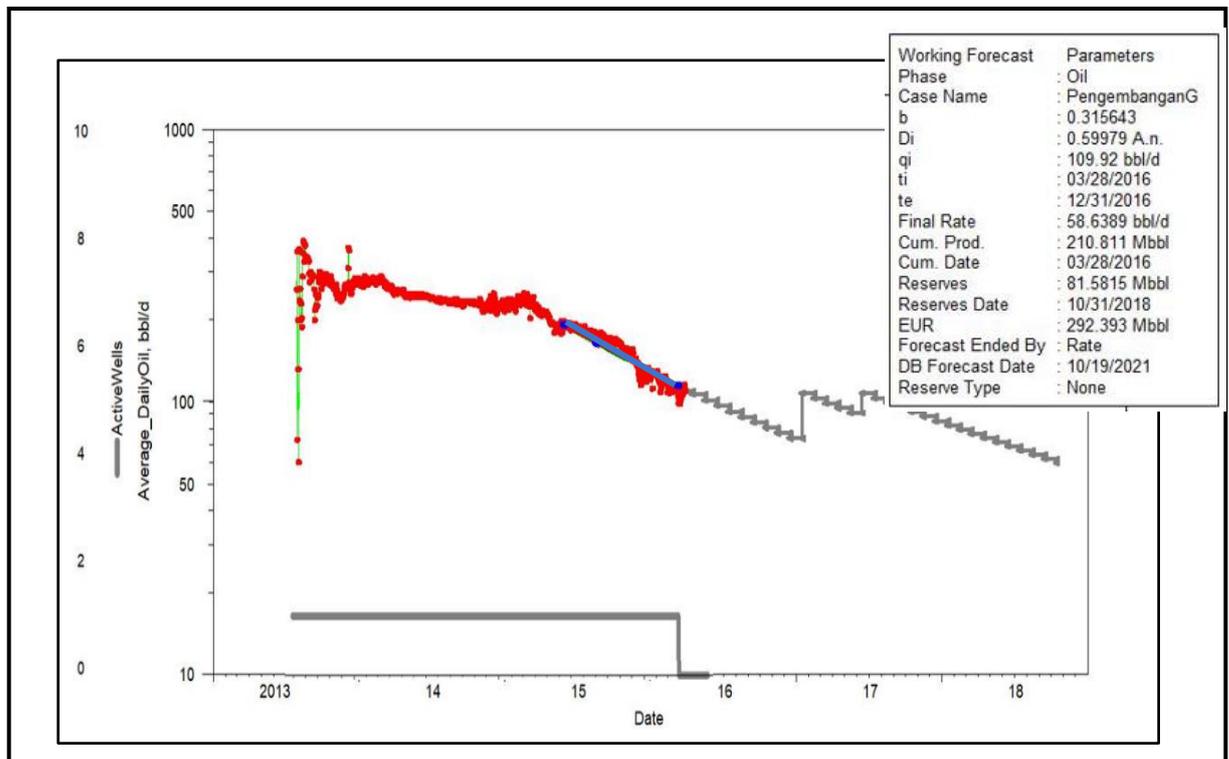
Analisa dilanjutkan dengan *forecast* skenario penambahan sumur *infill*. Pada *forecasting* skenario sumur *infill* ini, dilakukan peramalan hingga 2035 dengan *economic limit* sebesar 20 bopd/sumur sesuai dengan kontrak.

Pada **Tabel IV-19** akan ditunjukkan hasil *forecasting* skenario *infill* pada Lapisan G. **Gambar 4.49** merupakan *forecast* untuk skenario *infill* dari skenario pengembangan Lapisan G. **Tabel IV-20** akan menunjukkan perbandingan nilai

recovery factor pada kondisi sekarang serta prediksi sebelum dan sesudah dilakukan skenario pengembangan.

Tabel IV- 19
Hasil Analisa *Decline Curve* Setelah Penambahan Sumur *Infill* Lapisan G

Lapisan G Skenario (1 Sumur Produksi + 2 Sumur Infill) - 19 Tahun			
Awal Forecast	28-Mar-16		
Akhir Forecast	31-Oct-18		
b	0,3	<i>Hyperbolic</i>	
Di	61%	Per Tahun	
Qi	109,92	bbl/day	
OOIP	2759	Mbbbl	
Np @Maret 2016	249,21	Mbbbl	
EUR	292,74	Mbbbl	
RF	11%		



Gambar 4. 45
Forecast Decline Curve Analysis Setelah Penambahan Sumur *Infill* Lapisan G

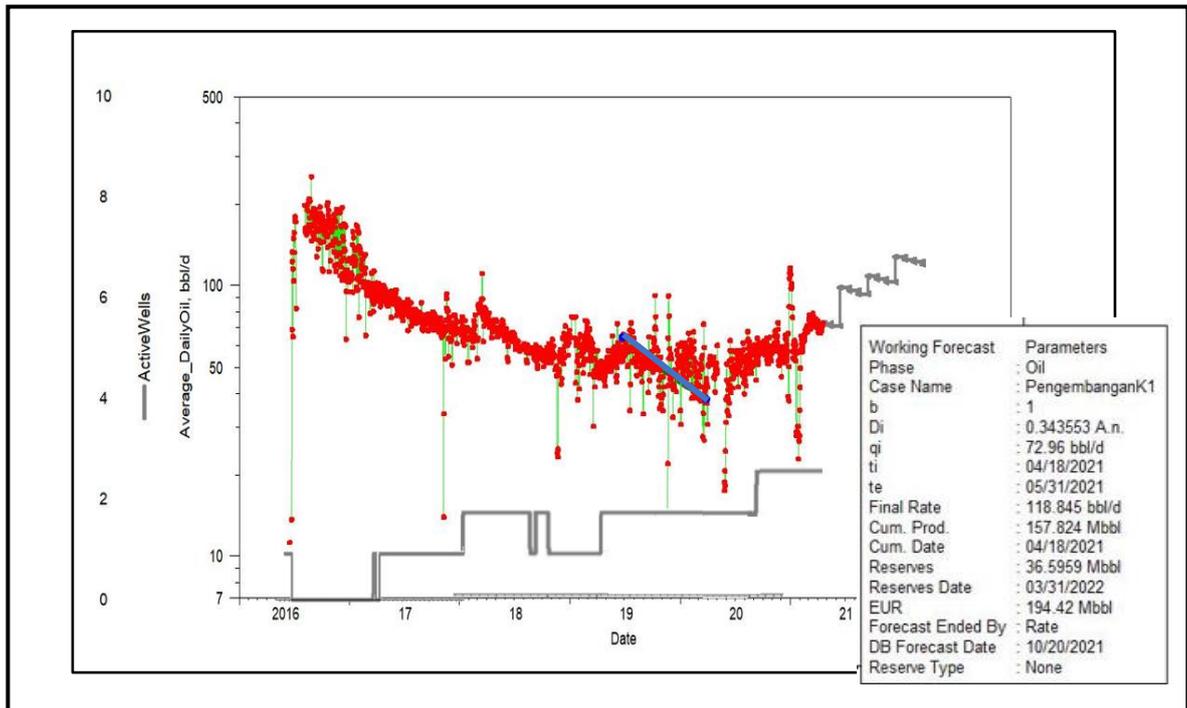
Tabel IV- 20
Perbandingan *Recovery Factor* Masing-Masing Skenario Lapisan G

Skenario	Sumur	Jenis Kegiatan	OOIP (Mbbl)	Np (Mbbl)	RFscal	RF
<i>Current</i>	<i>existing</i>	Sebelum prediksi	2759	249,21	60,3%	9%
<i>Basecase</i>	<i>existing</i>	Tanpa penambahan sumur	2759	276,32		10%
Skenario Pengembangan	<i>existing + 2 sumur infill</i>	<i>Infill Drilling</i>	2759	292,74		11%

Pada lapisan K1 juga dilakukan skenario pengembangan lapangan dengan penambahan sumur *infill*. Pada *forecasting* skenario sumur *infill* ini, dilakukan peramalan hingga 2035 dengan *economic limit* sebesar 20 bopd/sumur sesuai dengan kontrak. Pada **Tabel IV-21** akan ditunjukkan hasil *forecasting* skenario *infill* pada Lapisan K1. Pada lapisan ini dilakukan analisa *decline curve* seperti ditunjukkan pada **Gambar 4.50**. *Forecasting* ini dilakukan selama 14 tahun dari tanggal 18 April 2021 sampai 31 Desember 2035. **Tabel IV-22** akan menunjukkan perbandingan nilai *recovery factor* yang dihasilkan dari masing – masing skenario.

Tabel IV- 21
Hasil Analisa *Decline Curve* Setelah Penambahan Sumur *Infill* Lapisan K1

Lapisan K1 Skenario 1 (3 Produksi + 3 Sumur <i>Infill</i>) - 14 Tahun	
Start Forecast	18-Apr-21
End Forecast	31-Mar-22
b	1 Harmonic
Di	34% Per Tahun
Q 18 April 2021	218,88 bbl/day
OOIP	33784,9 Mbbl
Np 18 April 2021	166,51 Mbbl
EUR	194,00 Mbbl
RF	0,57%



Gambar 4. 46

Forecast Decline Curve Analysis Setelah Penambahan Sumur Infill Lapisan K1

Tabel IV- 22

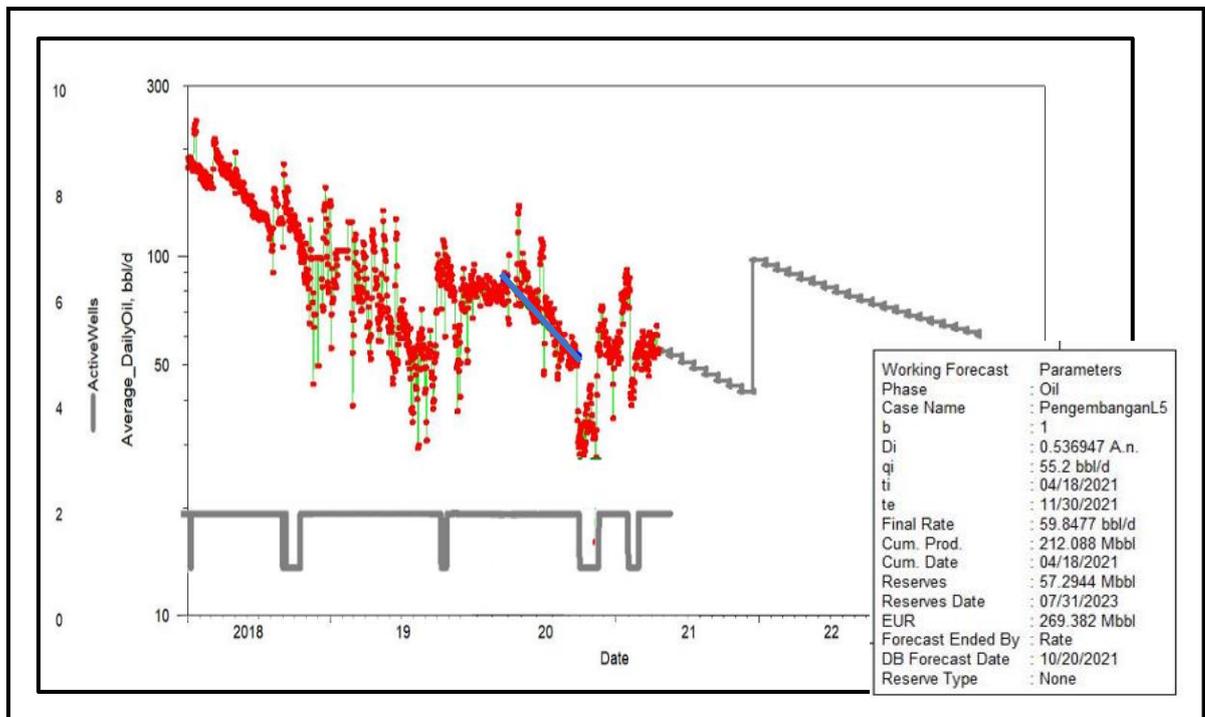
Perbandingan Recovery Factor Masing-Masing Skenario Lapisan K1

Skenario	Sumur	Jenis Kegiatan	OOIP (Mbbl)	Np (Mbbl)	RFscal	RF
Current	existing	Sebelum prediksi	33785	166,51	55,4%	0,49%
Basecase	existing	Tanpa penambahan sumur	33785	174,63		0,52%
Skenario Pengembangan	existing + 3 sumur infill	Infill Drilling	33785	194,00		0,57%

Pada Lapisan L5 dilakukan skenario pengembangan dengan penambahan sumur *infill* dan kemudian dilakukan *forecasting* untuk melihat pengaruh dari penambahan sumur *infill* ini. *Forecasting* ini dilakukan selama 14 tahun dari tanggal 18 April 2021 sampai 31 Desember 2035. Pada **Tabel IV-23** akan ditunjukkan hasil *forecasting* skenario *infill* pada Lapisan L5. Pada lapisan ini dilakukan analisa *decline curve* seperti ditunjukkan pada **Gambar 4.51**. **Tabel IV-24** akan menunjukkan perbandingan nilai *recovery factor* pada masing – masing skenario.

Tabel IV- 23
Hasil Analisa *Decline Curve* Setelah Penambahan Sumur *Infill* Lapisan L5

Lapisan L5 <i>Infill</i> (3 Sumur Produksi + 1 <i>Infill</i>) - 14 Tahun			
Awal Forecast	18-Apr-21		
Akhir Forecast	31-Jul-23		
b	1	Harmonic	
Di	53%	Per Tahun	
Q 18 April 2021	110,4	bbl/day	
OOIP	770	Mbbl	
Np Current	245,17	Mbbl	
EUR	269,38	Mbbl	
RF	35,0%		



Gambar 4. 47
***Forecast Decline Curve Analysis* Setelah Penambahan Sumur *Infill* Lapisan L5**

Tabel IV- 24
Perbandingan *Recovery Factor* Masing-Masing Skenario Lapisan L5

Skenario	Sumur	Jenis Kegiatan	OOIP (Mbbl)	Np (Mbbl)	RFscal	RF
<i>Current</i>	<i>existing</i>	Sebelum prediksi	770	245,17	61,8%	31,8%
<i>Basecase</i>	<i>existing</i>	Tanpa penambahan sumur	770	250,95		32,6%
Skenario Pengembangan	<i>existing + 1 sumur infill</i>	<i>Infill Drilling</i>	770	269,38		35,0%

BAB V

PEMBAHASAN

Penelitian ini dilakukan pada Lapangan “HRD” yang terletak di Zona Rembang, Cekungan Jawa Timur Utara seperti ditunjukkan pada **Gambar 2.1** tepatnya pada Formasi Bulu, Wonocolo, dan Ngrayong. Lapangan ini terdiri dari tiga lapisan yaitu Lapisan G, K1, dan L5. Penelitian yang dilakukan oleh penulis dilakukan pada setiap lapisan berproduksi untuk mengetahui potensi produksi dari masing – masing lapisan pada Lapangan “HRD” ini. Pada penelitian ini digunakan *Software Oilfield Manager* untuk membantu dalam menganalisa data.

Lapangan ini mulai berproduksi pada tahun 2013 dan pengumpulan data terakhir ada pada tahun 2021. Lapisan G berproduksi mulai bulan Juli 2013 sampai Maret 2016 dengan satu sumur produksi (CLD-001TW). Lapisan G tercatat memiliki OOIP sebesar 2129 MSTB dan kumulatif produksi (Np) sebesar 203 MSTB. Lapisan K1 tercatat berproduksi mulai bulan Oktober 2014 hingga April 2021 dan memiliki OOIP sebesar 26494 MSTB dengan kumulatif produksi (Np) sebesar 126 MSTB. Pada Lapisan K1, terdapat tiga sumur produksi yaitu sumur CLD-001TW, CLD-003, dan CLD-006. Sedangkan, pada Lapisan L5 memiliki tiga sumur produksi yaitu sumur CLD-003, CLD-004, dan CLD-005 yang produksinya tercatat mulai bulan November 2017 hingga April 2021. Lapisan L5 memiliki nilai OOIP sebesar 607 MSTB dengan kumulatif produksi (Np) sebesar 200 MSTB.

Perencanaan pengembangan lapangan yang dilakukan pada Lapangan “HRD” ini adalah dengan penambahan sumur *infill* dan memprediksikan produksinya dengan analisa *decline curve*. Penambahan sumur *infill* dilakukan pada tiga lapisan berproduksi yaitu Lapisan G, K1, dan L5 dengan jumlah penambahan sumur *infill* yang berbeda pada tiap lapisannya sesuai dengan perkiraan sisa cadangan yang ada pada masing-masing lapisan. Dilakukan prediksi sisa cadangan yang dapat diproduksi (*remaining moveable*) pada masing-masing lapisan dengan cara pembuatan peta distribusi *remaining moveable* yang juga akan menghasilkan prediksi besarnya *remaining moveable* sebelum dilakukan skenario

penambahan sumur *infill*. Setelah ditentukan titik dan jumlah sumur *infill* yang direkomendasikan, maka dilakukan *forecasting* (prediksi) produksi kedepannya dengan analisa *decline curve* untuk mengetahui potensi cadangan yang dapat diproduksi sebelum maupun sesudah dilakukan skenario penambahan sumur *infill* pada masing – masing lapisan yang diteliti.

Dilakukan pembuatan peta persebaran *reservoir properties* untuk melihat bagaimana persebaran parameter reservoirnya sekaligus sebagai bahan perhitungan atau perkiraan sisa cadangan. Peta yang dibuat adalah peta persebaran porositas (ϕ), permeabilitas (k), saturasi air awal (S_{wi}), *residual oil saturation* (S_{or}), dan ketebalan *net pay* (h). Peta persebaran *reservoir properties* ini dibuat pada masing-masing lapisan yaitu Lapisan G, K1, dan L5. Dilakukan pembuatan dan perkiraan besarnya nilai cadangan pada masing – masing lapisan berproduksi. Peta persebaran cadangan yang dibuat adalah peta *hydrocarbon pore volume* (HCPV), *original oil in place* (OOIP), dan *moveable oil*. Dari pembuatan peta ini dilakukan juga prediksi besarnya HCPV, OOIP, *moveable oil* per lapisan yang didapatkan dari analisa pada *Software OFM* (**Tabel IV-5** hingga **Tabel IV-7**). Berdasarkan perkiraan nilai HCPV maka didapatkan nilai HCPV terbesar dimiliki oleh Lapisan K1 yaitu sebesar 4354,85 MMbbl. Pada hasil perkiraan nilai OOIP pun didapatkan nilai OOIP terbesar dimiliki oleh Lapisan K1 sebesar 33,78 MMbbl. Berdasarkan perkiraan nilai *moveable oil* dapat dilihat juga bahwa Lapisan K1 memiliki nilai cadangan *moveable oil* yang terbesar yaitu sebesar 18,72 MMbbl.

Dilakukan perhitungan nilai RF_{scal} yang akan menjadi nilai tertinggi dari perolehan minyak lapisan tersebut . Pada perhitungan nilai RF_{scal} diperlukan data SCAL berupa S_{or} yang digunakan untuk menentukan besarnya *moveable oil*. Berdasarkan nilai *moveable oil* dan OOIP pada Lapisan G, K1, dan L5 didapatkan nilai RF_{scal} seperti pada **Tabel IV-8**. Berdasarkan perhitungan dapat dilihat bahwa nilai RF_{scal} pada Lapangan “HRD” berada pada nilai 55,4% untuk Lapisan K1, 60,3% untuk Lapisan G, dan 61,8% untuk Lapisan L5.

Berdasarkan perbandingan nilai CRF dan RF_{scal} , didapatkan hasil bahwa nilai RF_{scal} lebih besar jika dibandingkan dengan CRF sehingga pada lapisan berproduksi ini dianggap masih memiliki sisa cadangan yang dapat diproduksi.

Maka, dilakukan estimasi cadangan sisa dari masing – masing lapisan berproduksi. Dilakukan perkiraan nilai *remaining moveable* pada Lapisan G, K1, dan L5 untuk melihat bagaimana cadangan sisa yang mungkin dapat diproduksi pada masing – masing lapisan. Estimasi ini dilakukan dengan *Software OFM* dan didapatkan hasil seperti pada **Tabel IV-9**. Dari peta *oil producing potential*, didapatkan area persebaran volume minyak yang dapat diproduksi sebagai fungsi dari permeabilitas. Berdasarkan perkiraan nilai *remaining moveable*, maka Lapisan K1 memiliki nilai *remaining moveable* yang paling besar yaitu sebesar 18,52 MMbbl dan Lapisan L5 memiliki nilai *remaining moveable* terkecil yaitu sebesar 0,17 MMbbl. Peta persebaran cadangan ini, khususnya peta *remaining moveable* dan peta *oil producing potential*, akan menjadi acuan dalam penentuan titik dan jumlah sumur *infill* yang akan ditambahkan.

Selanjutnya dilakukan perencanaan titik *infill* yang akan direkomendasikan. Dari peta persebaran yang telah dibuat dapat disimpulkan pada lapisan dengan nilai *remaining moveable* yang besar dan area yang terkuras belum luas, maka pada lapisan tersebut dapat direkomendasikan titik *infill* dengan jumlah yang lebih banyak dibandingkan dengan titik *infill* pada lapisan dengan nilai *remaining moveable* yang lebih kecil dan area yang terkuras sudah meluas. Peta *remaining moveable* dan *oil producing potential* ini harus di-*overlay* dengan *bubble map* radius pengurasan dari sumur-sumur *existing* untuk memastikan tidak terjadi interferensi dari sumur-sumur *existing* kepada sumur *infill* nantinya. Apabila peta *remaining moveable* dan *oil producing potential* sudah di-*overlay* dengan *bubble map* radius pengurasan sumur *existing*, maka selanjutnya dilakukan penentuan titik *Infill* dan jumlah *infill* yang sesuai dengan sisa cadangan serta luas radius pengurasannya. Dari peta persebaran ini diketahui pada Lapisan K1 perbedaan nilai dari *moveable oil* dan *remaining moveable* kecil yang menandakan bahwa lapisan ini masih memiliki sisa cadangan yang dapat diproduksi dengan nilai yang cukup besar. Karena masih memiliki nilai *remaining moveable* yang cukup besar, maka untuk akselerasi produksinya dibutuhkan penambahan sumur *infill* yang lebih banyak dibandingkan dengan Lapisan G dan L5. Pada Lapisan K1, radius pengurasan sumur-sumur *existing* juga belum luas sehingga masih memiliki area

rekomendasi titik *infill* yang lebih luas dibandingkan dengan Lapisan G dan L5. Oleh karena pertimbangan-pertimbangan ini, maka dilakukan penentuan titik *infill* pada masing-masing lapisan yaitu Lapisan G, K1, dan L5. Pada Lapisan G direkomendasikan untuk ditambahkan 2 sumur *infill*, pada Lapisan K1 sebanyak 3 sumur *infill*, dan pada Lapisan L5 sebanyak 1 sumur *infill* dikarenakan pada Lapisan L5 sisa cadangan yang dapat diproduksi (*remaining moveable*) sudah kecil dan areanya sudah banyak terkuras oleh produksi sumur – sumur *existing*. Sumur *infill* ini akan diproduksi dengan *tubing completion* berjenis *commingle completion*. Jumlah dan koordinat titik *infill* yang direkomendasikan dapat dilihat pada **Tabel IV-10**, **Tabel IV-12** dan **Tabel IV-13**.

Setelah merekomendasikan titik *infill* yang sesuai pada setiap lapisan, maka selanjutnya dilakukan prediksi laju produksi awal sumur *infill* (Q_{inital}). Pada proses ini digunakan beberapa korelasi yang selanjutnya dilakukan penarikan *trendline* pada grafik korelasi tersebut. Pada pembuatan grafik korelasi ini digunakan data lapangan dikarenakan apabila digunakan data per lapisan maka datanya akan terlalu terbatas sehingga tidak terbentuk *trendline* dengan hasil interpretasi yang baik. Pada prediksi nilai Q_i ini, dipilih *trendline* dengan persamaan yang menghasilkan nilai Q_i optimis. Penarikan *trendline* pada grafik korelasi dengan persamaan yang menghasilkan nilai Q_i optimis adalah korelasi antara *peak production* (Q_{peak}) vs *transmissibility* (kh). Dipilih persamaan yang menghasilkan nilai Q_i yang optimis dikarenakan laju produksi akan terus menurun seiring dengan berjalannya waktu sehingga dengan Q_i yang optimis maka *production lifetime* dari sumur baru akan panjang karena penurunan produksi untuk mencapai *economic limit*-nya akan membutuhkan waktu yang lebih lama. Dengan nilai Q_i yang optimis, maka nilai *estimated ultimate recovery* (EUR) akan lebih besar sehingga akan meningkatkan nilai *recovery factor* (RF). Karena digunakan korelasi antara Q_{peak} dan *transmissibility* (kh), sehingga untuk mendapatkan nilai Q_i harus diketahui nilai permeabilitas dan ketebalan *net pay* dari titik *infill* yang direkomendasikan berdasarkan peta persebaran parameter reservoirnya. Untuk nilai Q_i sumur *infill* per lapisan hasil prediksi berdasarkan korelasi yang digunakan pada dilihat **Tabel IV-16**.

Langkah selanjutnya dalam perencanaan dan *forecasting* sumur *infill* ini adalah dengan melakukan prediksi (*forecasting*) pada skenario *basecase*. Skenario *basecase* merupakan skenario pengembangan lapangan hanya dengan sumur *existing* tanpa adanya penambahan sumur baru. Pada *forecasting* ini, digunakan nilai b dan D_i yang sesuai dengan penurunan produksi dari masing – masing lapisan yang didasarkan pada syarat – syarat . *Forecasting* skenario *basecase* ini dilakukan pada setiap lapisan berproduksi yaitu Lapisan G, K1, dan L5. *Forecasting* dilakukan hingga tahun 2035 dengan *economic limit* 20 bopd/day sesuai dengan kontrak. Pada Lapisan G digunakan $b = 0,3$ dengan tipe *decline curve hyperbolic* dengan *decline rate* 61%. Pada Lapisan K1 digunakan $b = 1$ dengan tipe *decline curve harmonic* dan *decline rate* 34%. Sedangkan pada Lapisan L5 digunakan $b = 1$ dengan tipe *decline curve harmonic* dan *decline rate* 53%. Pada *forecasting* ini akan didapatkan *production lifetime* dan EUR dari setiap lapisan sebelum dilakukannya skenario penambahan sumur. Hasil *forecasting* yaitu nilai b , D_i , *production lifetime*, serta EUR setiap lapisan sebelum dilakukannya skenario penambahan sumur dapat dilihat pada **Tabel IV-23** hingga **Tabel IV-25**. Dari *forecasting* skenario *basecase* didapatkan RF pada Lapisan G sebesar 10% dengan EUR 276,32 Mbbl, pada Lapisan K1 didapatkan RF sebesar 0,52% dengan EUR 174,63 Mbbl, sedangkan pada Lapisan L5 didapatkan RF 32,6% dengan EUR 250,95 Mbbl. Dilakukan juga *forecasting* untuk produksi dengan skenario penambahan sumur *infill* pada masing-masing lapisan. Pada Lapangan “HRD” ini total akan ditambahkan 4 sumur *infill* dengan jumlah titik *infill* yang berbeda tiap lapisannya yang diproduksi secara *commingle completion*. Pada Lapisan G akan diproduksi dua sumur *infill* sesuai titik yang direkomendasikan. Pada *forecasting* skenario sumur *infill* Lapisan G ini, digunakan nilai b dan D_i yang sama dengan *forecasting basecase* yaitu $b = 0,3$ dengan tipe kurva *decline hyperbolic* dan D_i sebesar 61% per tahun. Dari diproduksikannya dua sumur *infill* pada lapisan ini didapatkan EUR sebesar 292,74 Mbbl dan *recovery factor* sebesar 11%. Untuk hasil *forecasting* setelah skenario penambahan sumur *infill* Lapisan G dapat dilihat pada **Tabel IV-27** dan perbandingan *recovery factor* yang dihasilkan masing-masing skenario dapat dilihat pada **Tabel IV-28**. Pada Lapisan K1 akan ditambahkan 3 titik

infill. Nilai $b = 1$ dengan tipe kurva *decline harmonic* dan Di sebesar 61% per tahun juga digunakan pada *forecasting* produksi Lapisan K1. Dari penambahan titik *infill* pada Lapisan K1 ini didapatkan EUR sebesar 194 Mbbl dengan nilai *recovery factor* 0,57%. Untuk hasil *forecasting* pada Lapisan K1 setelah dilakukan skenario penambahan sumur *infill* dapat dilihat pada **Tabel IV-30** dan perbandingan *recovery factor* yang dihasilkan sebelum dan sesudah skenario pengembangan lapangan dapat dilihat pada **Tabel IV-31**. Selanjutnya dilakukan juga skenario penambahan sumur *infill* pada Lapisan L5 sebanyak 1 sumur *infill*. Pada lapisan ini hanya ditambahkan satu sumur *infill* karena menurut peta persebaran sisa cadangannya, pada lapisan ini area dengan cadangan yang terkuras sudah cukup luas dan radius pengurasan sumur-sumur *existing* juga sudah cukup besar sehingga hanya memungkinkan untuk ditambahkan satu sumur *infill*. Pada *forecasting* produksi Lapisan L5 ini digunakan nilai $b = 1$ dengan tipe kurva *decline harmonic* dan Di sebesar 53% per tahun. Dari penambahan 1 sumur pada Lapisan L5 ini didapatkan EUR sebesar 269,38 Mbbl dan *recovery factor* sebesar 35% dengan *recovery factor* sebelum dilakukan penambahan sumur *Infill* sebesar 31,8%. Untuk hasil *forecasting* setelah dilakukan skenario penambahan sumur *infill* dapat dilihat pada **Tabel IV-33** dan perbandingan *recovery factor* pada masing – masing skenario dapat dilihat pada **Tabel IV-34**. Berdasarkan nilai RF yang didapatkan pada masing – masing lapisan pada setiap skenario pengembangan, dapat dilihat bahwa terjadi kenaikan nilai RF yang menunjukkan bahwa skenario ini mampu meningkatkan perolehan minyak pada Lapangan “HRD”.

BAB VI

KESIMPULAN

Kesimpulan yang dapat diambil dari studi Perencanaan Penambahan dan *Forecasting* Sumur *Infill* pada Lapangan “HRD” Metode *Decline Curve Analysis* Menggunakan *Oilfield Manager Software* antara lain:

1. Berdasarkan perencanaan pengembangan lapangan, maka pada Lapangan “HRD” akan ditambahkan 4 sumur *infill* yang akan diproduksi secara commingle. Lapisan G akan diproduksi 2 sumur *infill* sedangkan pada Lapisan K1 diproduksi 3 titik *infill* serta pada Lapisan L5 diproduksi 1 titik *infill*.
2. Berdasarkan analisa *decline curve* yang dilakukan untuk menentukan nilai EUR, maka pada Lapisan G dengan tipe kurva *hyperbolic* didapatkan *decline rate* 61% per tahun. Pada Lapisan K1 dengan tipe kurva *harmonic* didapatkan *decline rate* 34% per tahun dan pada Lapisan L5 dengan tipe kurva *harmonic* didapatkan *decline rate* sebesar 53% per tahun.
3. Berdasarkan *forecasting* dengan analisa *decline curve* hingga tahun 2035 dengan *economic limit* 20 bopd/sumur, maka pada skenario *basecase* Lapisan G didapatkan RF sebesar 10% dengan EUR 276,32 dan pada skenario penambahan sumur *infill* didapatkan RF sebesar 11% dengan EUR 292,74 Mbbl. Sedangkan pada Lapisan K1 pada skenario *basecase*, didapatkan RF sebesar 0,52% dengan EUR 174,63 Mbbl dan pada skenario *infill* RFnya sebesar 0,57% dengan EUR 194 Mbbl, serta pada Lapisan L5 skenario *basecase* didapatkan RF sebesar 32,6% dengan EUR sebesar 250,95 Mbbl dan pada skenario *infill* didapatkan RF 35% dengan EUR 269,38 Mbbl.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, Tarek. *Hydrocarbon Phase Behavior*. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 1989.
- . *Reservoir Engineering Handbook*. 3rd. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 2006.
- Amyx, J.W., D.W.Jr, and R.L. Whiting. *Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties*. New York, Toronto, London: Mc Graw Hill Books Company, 1960.
- Fauzia, Sifa, and Bambang Triwibowo. "Analisis dan Integrasi Data Log, Data Scal, Data Core, Data Uji Sumur, serta Data Produksi untuk Mengetahui Harga Cut-Off Petrofisika dan Kontak Minyak-Air Lapangan Kejora (Cekungan Jawa Timur Utara)." Yogyakarta: Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran", 2015.
- Huiyuan Bian, Kewen Li, Binchi Hou, Xiaorong Lou. "A New Model to Calculate Oil-Water Relative Permeability of Shaly Sandstone." *Hindawi Geofluids*, 2020.
- Jr, W.M. Hensel. "An Improved Summation of Fluids Porosity Technique." *Society of Petroleum Engineers Journal* 22 2, no. SPE-9376-PA (1982): 193-201.
- McCain, W.D. *Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Books, 1973.
- Nazari, Abdul Jamil, and Shigeo Honma. "Analysis of Fractional Flow and Relative Permeability of Heavy Oil and Kerosene During Recovery in Petroleum Reservoir." *International Journal of GEOMATE*. Japan: Geotec Const. Mat & Env, 2017. 81-88.
- Rukmana, Dadang, Dedy Kristanto, V. Aji, and Dedy Cahyoko. *Peningkatan Produksi Lapangan Minyak Tua (Teori dan Aplikasi)*. Yogyakarta: Penerbit Pohon Cahaya, 2020.
- . *Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi*. Yogyakarta: UPN "Veteran", 2012.
- Smith, C.R., G.W. Tracy, and R.L. Farrar. *Applied Reservoir Engineering*. Tulsa, Oklahoma: OCGI Publications, 1992.
- Thompson, R.S. *Oil Property Evaluation*. 2nd. Golden, Colorado: Thompson-Wright Associates, 1985.
- Tinjauan Umum Lapangan*. Pertamina EP Asset 4 Field Cepu, 2013.
- Wheaton, Richard. *Fundamentals of Applied Reservoir Engineering*. Texas: Gulf Professional Publishing, 2016.

LAMPIRAN

Lampiran A

Contoh Pengolahan Data pada *Microsoft Excel*

Tabel A-1
Contoh Tabel Pengolahan Data Produksi Harian Sumur CLD-003 pada
Microsoft Excel

UNIQUEID	LAYER	DATE	DAILYOIL (bopd)	DAILYWATER (bwpd)	DAILYLIQUID (blpd)	DAILYGAS (scfd)	DAILYWC (%)	Gross60 (blpd)	Oil60 (bopd)
CLD-003_K1	K1	31/10/2014	93	103	196		53	196	93
CLD-003_K1	K1	01/11/2014	42	168	210		80	210	42
CLD-003_K1	K1	02/11/2014	63	136	199		68	199	63
CLD-003_K1	K1	03/11/2014	61	157	218		72	218	61
CLD-003_K1	K1	04/11/2014	70	160	230		69	230	70
CLD-003_K1	K1	05/11/2014	53	154	206		74	206	53
CLD-003_K1	K1	06/11/2014	53	154	206		75	206	53
CLD-003_K1	K1	07/11/2014	48	152	200		76	200	48
CLD-003_K1	K1	12/04/2021	36	134	170	9212	79	39	39
CLD-003_K1	K1	13/04/2021	30	176	206	7753	86	32	32
CLD-003_K1	K1	14/04/2021	30	124	154	6705	80	32	32
CLD-003_K1	K1	15/04/2021	29	144	172	8076	83	30	30
CLD-003_K1	K1	16/04/2021	32	128	160	6397	80	34	34
CLD-003_K1	K1	17/04/2021	27	134	161	6827	83	29	29
CLD-003_K1	K1	18/04/2021	31	140	171	5536	82	33	33

Tabel A-2
Contoh Tabel Pengolahan Data Produksi Harian Sumur CLD-004 pada
Microsoft Excel

UNIQUEID	LAYER	DATE	DAILYOIL (bopd)	DAILYWATER (bwpd)	DAILYLIQUID (blpd)	DAILYGAS (scfd)	DAILYWC (%)	Gross60 (blpd)	Oil60 (bopd)
CLD-004_L5	L5	16/11/2017	146	28	175	0	16	144	143
CLD-004_L5	L5	17/11/2017	124	4	129	30567	3	122	122
CLD-004_L5	L5	18/11/2017	126	11	138	27249	8	125	124
CLD-004_L5	L5	19/11/2017	147	2	149	26869	1	145	144
CLD-004_L5	L5	20/11/2017	140	5	145	27500	4	137	136
CLD-004_L5	L5	21/11/2017	136	10	146	24170	7	137	137
CLD-004_L5	L5	22/11/2017	136	1	137	26495	1	135	134
CLD-004_L5	L5	23/11/2017	143	2	145	26488	1	137	136
CLD-004_L5	L5	15/04/2021	82	24	106	105650	23	85	85
CLD-004_L5	L5	16/04/2021	73	19	92	83776	21	79	79
CLD-004_L5	L5	17/04/2021	65	23	88	85234	26	71	71
CLD-004_L5	L5	18/04/2021	76	28	104	82670	27	81	81

Tabel A-3
Contoh Tabel Pengolahan Data Produksi Harian Sumur CLD-005 pada
Microsoft Excel

UNIQUEID	LAYER	DATE	DAILYOIL (bopd)	DAILYWATER (bwpd)	DAILYLIQUID (blpd)	DAILYGAS (scfd)	DAILYWC (%)	Gross60 (blpd)	Oil60 (bopd)
CLD-005_L5	L5	27/12/2017	187	56	243	55254	23	182	182
CLD-005_L5	L5	28/12/2017	227	13	240	135466	5	222	221
CLD-005_L5	L5	29/12/2017	237	4	242	132213	2	231	231
CLD-005_L5	L5	30/12/2017	221	9	230	127072	4	212	212
CLD-005_L5	L5	31/12/2017	228	15	243	126252	6	225	225
CLD-005_L5	L5	01/01/2018	215	29	244	127428	12	213	213
CLD-005_L5	L5	15/04/2021	39	135	175	8669	77	41	41
CLD-005_L5	L5	16/04/2021	36	122	157	6733	77	39	38
CLD-005_L5	L5	17/04/2021	42	136	179	7959	76	46	46
CLD-005_L5	L5	18/04/2021	35	144	179	7321	81	37	37

Tabel A-4
Contoh Tabel Pengolahan Data Produksi Harian Sumur CLD-006 pada
Microsoft Excel

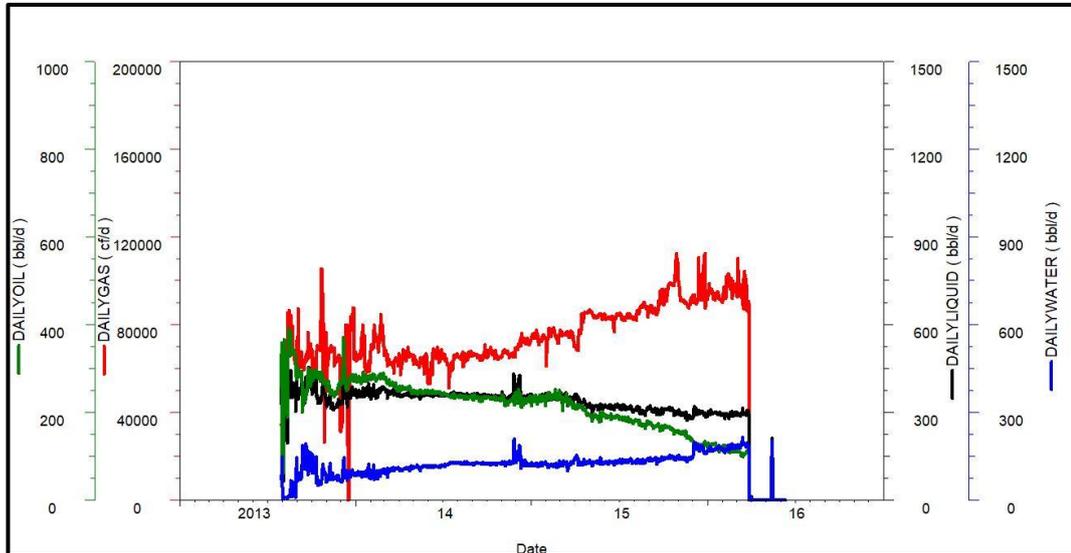
UNIQUEID	LAYER	DATE	DAILYOIL (bopd)	DAILYWATER (bwpd)	DAILYLIQUID (blpd)	DAILYGAS (scfd)	DAILYWC (%)	Gross60 (blpd)	Oil60 (bopd)
CLD-006_K1	K1	03/03/2018	105	74	178	31582	41	104	104
CLD-006_K1	K1	04/03/2018	107	59	166	32901	36	105	105
CLD-006_K1	K1	05/03/2018	102	61	162	62558	37	100	100
CLD-006_K1	K1	06/03/2018	107	58	166	75467	35	105	105
CLD-006_K1	K1	07/03/2018	96	62	158	65403	39	97	97
CLD-006_K1	K1	08/03/2018	96	62	158	67036	39	97	97
CLD-006_K1	K1	13/04/2021	49	124	173	12496	72	53	53
CLD-006_K1	K1	14/04/2021	50	146	196	14307	75	52	52
CLD-006_K1	K1	15/04/2021	60	144	204	12563	71	62	62
CLD-006_K1	K1	16/04/2021	58	142	200	13812	71	62	62
CLD-006_K1	K1	17/04/2021	61	152	213	11412	71	67	67
CLD-006_K1	K1	18/04/2021	63	136	200	10796	68	68	68

Tabel A-5
Contoh Tabel Pengolahan Data Parameter Reservoir dan SCAL Lapangan
“HRD” pada Microsoft Excel

UNIQUE ID	Poro	Perm (mD)	Swi	Boi (bbl/STB)	Bwi (bbl/STB)	Bgi (cuft/scf)	Tebal (ft)	Sor	Rs (scf/bbl)
CLD-001TW_F	0,13	70,60	0,38	1,28	1,05E-06	0,0132	16,76	0,18	396
CLD-001TW_K1	0,18	43,28	0,48	1,28	1,05E-06	0,0132	20,27	0,19	396
CLD-001TW_G	0,10	109,00	0,34	1,28	1,05E-06	0,0132	7,32	0,20	396
CLD-003_T1	0,14	16,76	0,64	1,28	1,05E-06	0,0132	5,64	0,20	396
CLD-003_K2	0,17	27,87	0,61	1,28	1,05E-06	0,0132	37,19	0,19	396
CLD-003_L5	0,15	19,70	0,60	1,28	1,05E-06	0,0132	6,10	0,18	396
CLD-003_K1	0,19	68,76	0,40	1,28	1,05E-06	0,0132	23,51	0,19	396
CLD-004_L5	0,16	6,21	0,65	1,28	1,05E-06	0,0132	7,70	0,18	396
CLD-005_L5	0,17	9,45	0,53	1,28	1,05E-06	0,0132	6,20	0,18	396
CLD-006_K1	0,21	25,05	0,42	1,28	1,05E-06	0,0132	24,32	0,20	396

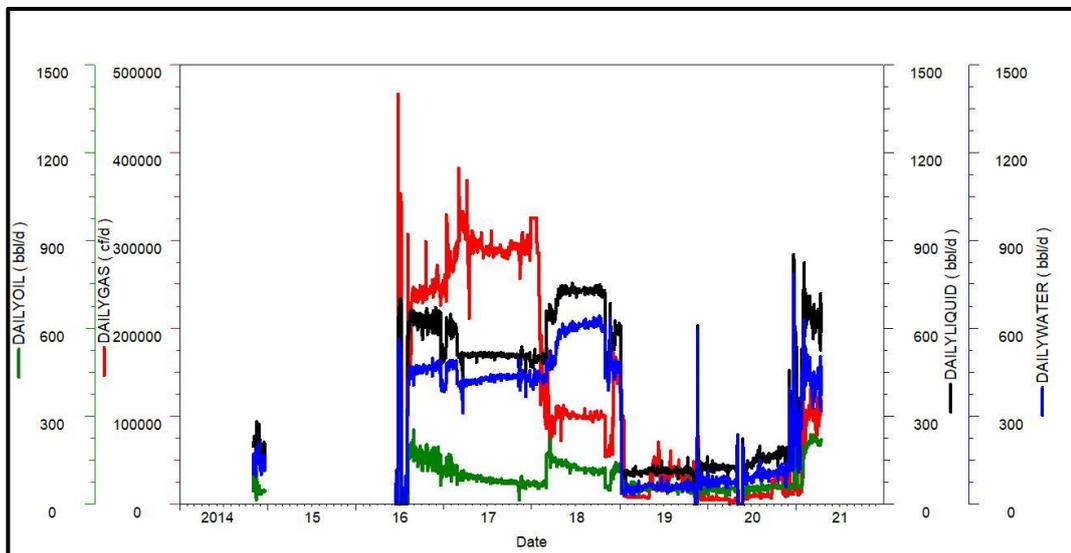
Lampiran B

Sejarah Laju Produksi Minyak, Air, Gas per Lapisan



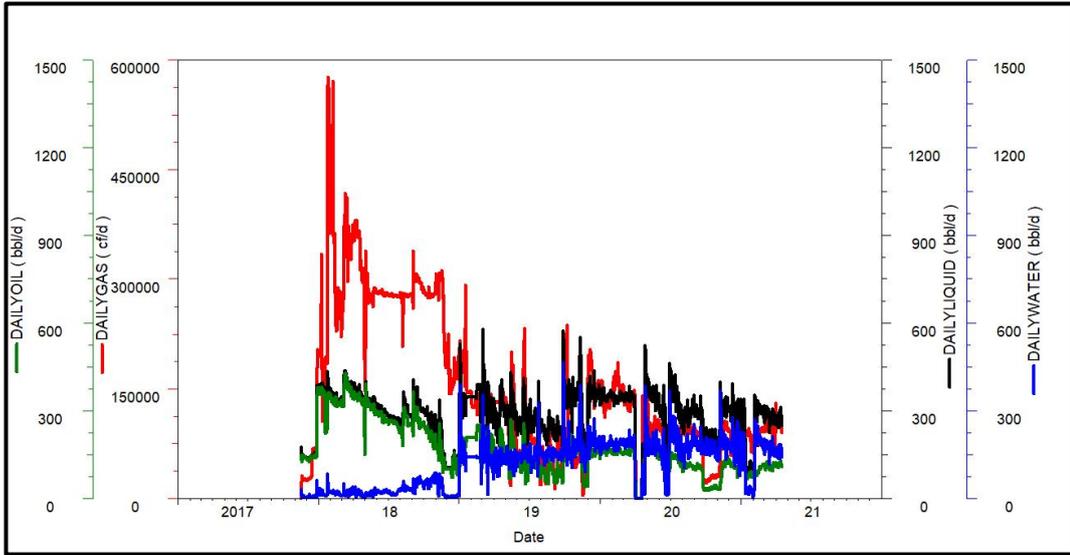
Gambar B. 1

Sejarah Laju Produksi Minyak, Air, Gas Lapisan G



Gambar B. 2

Sejarah Laju Produksi Minyak, Air, Gas Lapisan K1



Gambar B. 3
Sejarah Laju Produksi Minyak, Air, Gas Lapisan L5

Lampiran C

Tabulasi Cadangan Hasil Pengolahan *Software* OFM per Lapisan

Tabel C-1.
Tabulasi Cadangan Hasil Pengolahan *Software* OFM Lapisan G

OOIP/HCPV	2759284	bbl	2,76	MMbbl	355,67	acre-ft
Boi	1,28	bbl/stb				
OOIP (Pertamina)	2129000	STB	2,13	MMSTB		
OOIP (OFM)	2150650	STB	2,15	MMSTB		
% error OOIP	-1%					
Moveable	1296600	STB	1,30	MMSTB	1,66	MMbbl
RF Scal (Maks)	60%					
Np (Pertamina)	203000	STB	0,20	MMSTB		
Np (OFM)	249210	bbl	207831,00	STB	0,21	MMSTB
% error Np	-2%					
CRF (Pertamina)	9,5%					
CRF (OFM)	9,7%					
Remaining Moveable	1047390,00	STB	1,05	MMSTB	1,34	MMbbl
Sisa RF	49%					

Tabel C-2.
Tabulasi Cadangan Hasil Pengolahan *Software* OFM Lapisan K1

OOIP/HCPV	33784900	bbl	33,78	MMbbl	4354,85	acre-ft
Boi	1,283	bbl/stb				
OOIP (Pertamina)	26494000	STB	26,49	MMSTB		
OOIP (OFM)	26359900	STB	26,36	MMSTB		
% error OOIP	0,5%					
Moveable	14593300	STB	14,59	MMSTB	18,72	MMbbl
RF Scal (Maks)	55,4%					
Np (Pertamina)	126000	STB	0,126	MMSTB		
Np (OFM)	166510	bbl	130117	STB	0,130	MMSTB
% error Np	-3%					
CRF (Pertamina)	0,5%					
CRF (OFM)	0,5%					
Remaining Moveable	14436200	STB	14,44	MMSTB	18,52	MMbbl
Sisa RF	54,8%					

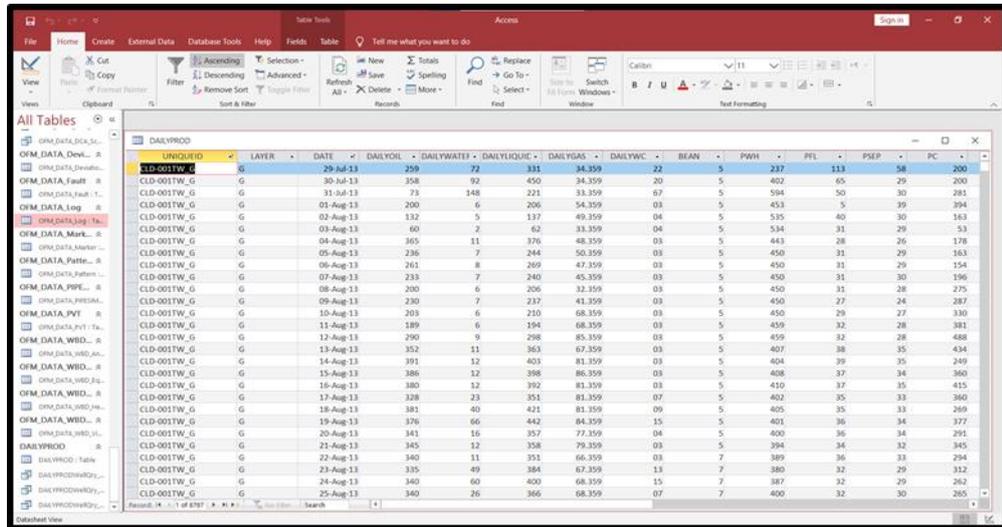
Tabel C-3.
Tabulasi Cadangan Hasil Pengolahan *Software* OFM Lapisan L5

OOIP/HCPV	770321	bbl	0,77	MMbbl	99,29	acre-ft
Boi	1,283	bbl/stb				
OOIP (Pertamina)	607000	STB	0,61	MMSTB		
OOIP (OFM)	604603	STB	0,60	MMSTB		
% error OOIP	0,4%					
Moveable	371068	STB	0,37	MMSTB	0,48	MMbbl
RF Scal (Maks)	61,4%					
Np (Pertamina)	200000	MSTB	0,2	MMSTB		
Np (OFM)	245165	bbl	192599	STB	0,19	MMSTB
% error Np	3,7%					
CRF (Pertamina)	32,9%					
CRF (OFM)	31,9%					
Current Moveable	133749	STB	0,13	MMSTB	0,17	MMbbl
Sisa RF	22,1%					

Lampiran D

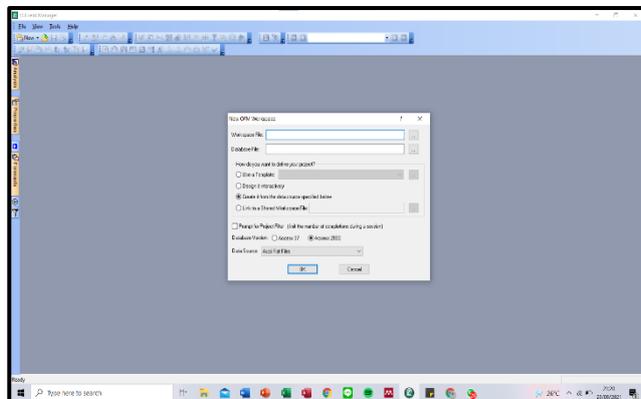
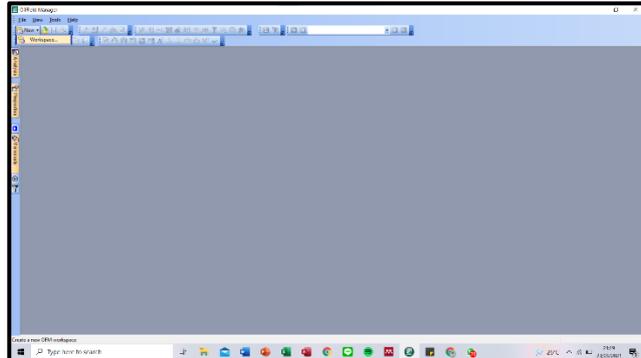
Langkah Awal Penggunaan *Oilfield Manager Software*

1. Membuat *database* dalam format *.mdb* pada *microsoft access*.

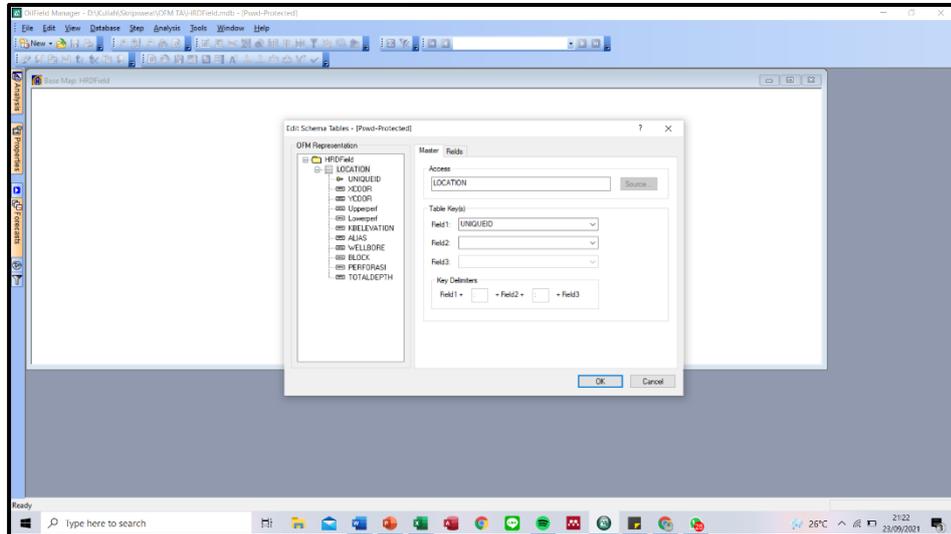


LAYER	DATE	DAILYOIL	DAILYWATER	DAILYLIQUE	DAILYGAS	DAILYWC	BEAN	PWH	PFL	PSEP	PC
CLD-001TW_G	29-Jul-13	259	72	331	34.359	22	5	237	113	58	200
CLD-001TW_G	30-Jul-13	358	92	450	34.359	20	5	402	65	29	200
CLD-001TW_G	31-Jul-13	73	148	221	33.359	67	5	594	50	30	281
CLD-001TW_G	01-Aug-13	200	6	206	54.359	03	5	453	5	39	394
CLD-001TW_G	02-Aug-13	132	5	137	49.359	04	5	535	40	30	163
CLD-001TW_G	03-Aug-13	60	2	62	33.359	04	5	534	31	29	53
CLD-001TW_G	04-Aug-13	365	11	376	48.359	03	5	443	28	26	178
CLD-001TW_G	05-Aug-13	236	7	244	50.359	03	5	450	31	29	163
CLD-001TW_G	06-Aug-13	261	8	269	47.359	03	5	450	31	29	154
CLD-001TW_G	07-Aug-13	233	7	240	45.359	03	5	450	31	30	196
CLD-001TW_G	08-Aug-13	200	6	206	32.359	03	5	450	31	28	275
CLD-001TW_G	09-Aug-13	230	7	237	41.359	03	5	450	27	24	287
CLD-001TW_G	10-Aug-13	203	6	210	68.359	03	5	450	29	27	330
CLD-001TW_G	11-Aug-13	189	6	194	68.359	03	5	459	32	28	321
CLD-001TW_G	12-Aug-13	290	9	298	85.359	03	5	459	32	28	488
CLD-001TW_G	13-Aug-13	352	11	363	67.359	03	5	407	38	35	434
CLD-001TW_G	14-Aug-13	391	12	403	81.359	03	5	404	39	35	249
CLD-001TW_G	15-Aug-13	386	12	398	86.359	03	5	408	37	34	360
CLD-001TW_G	16-Aug-13	380	12	392	81.359	03	5	410	37	35	415
CLD-001TW_G	17-Aug-13	328	23	351	81.359	07	5	402	35	33	360
CLD-001TW_G	18-Aug-13	381	40	421	81.359	09	5	405	35	33	269
CLD-001TW_G	19-Aug-13	376	66	442	84.359	15	5	401	36	34	377
CLD-001TW_G	20-Aug-13	341	16	357	77.359	04	5	400	36	34	291
CLD-001TW_G	21-Aug-13	345	12	358	79.359	03	5	394	34	32	345
CLD-001TW_G	22-Aug-13	340	11	351	66.359	03	7	389	36	33	294
CLD-001TW_G	23-Aug-13	335	49	384	67.359	13	7	380	32	29	312
CLD-001TW_G	24-Aug-13	340	60	400	68.359	15	7	387	32	29	262
CLD-001TW_G	25-Aug-13	340	26	366	68.359	07	7	400	32	30	265

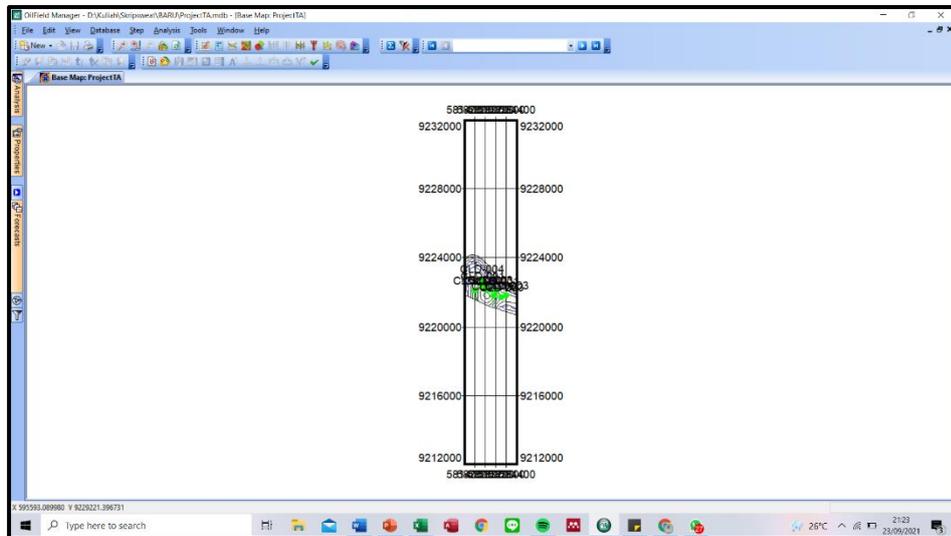
2. Input *database* dengan cara *file > new workspace > pilih file database* yang digunakan.



3. Klik *fields* yang akan digunakan pada analisa OFM dan sesuaikan *table* dengan bentuk data.



4. Klik OK lalu akan muncul *basemap* yang berisi nama sumur dan titik sumur yang ada.



5. Lakukan analisa yang dibutuhkan, seperti pembuatan grafik, pembuatan *report*, pembuatan *grid map*, pembuatan *base map*, maupun *forecasting* dengan analisa *decline curve*.

