

2024

TEORI DAN APLIKASI PERENCANAAN INFILL WELL DRILLING PADA LAPANGAN MINYAK MATURE



Penulis :

**Herianto
Dyah Rini Ratnaningsih
Siti Umiyatun Choiriah**

Judul Buku :

**TEORI DAN APLIKASI PERENCANAAN INFILL WELL
DRILLING PADA LAPANGAN MINYAK MATURE**

Penulis : Herianto

Dyah Rini Ratnaningsih

Siti Umiyatun Choiriah

Asisten Penulis : Arya Dhuta Wibisono

Fitrah Aulia

Muhamad Rizki Rasyidin

Gumantar Asmat Putra

Editor & Cetak : Dian Indri Astuti

Hak cipta dilindungi oleh undang-undang Dilarang mengutip atau memperbanyak sebagian atau seluruh isi buku ini dalam bentuk apapun, baik secara elektronik maupun mekanis, termasuk memfotocopy, merekam, atau dengan sistem penyimpanan lainnya, tanpa izin tertulis dari Penulis.

Desain Sampul dan Editing:

Penerbit LPPM UPN Veteran Yogyakarta

Cetakan Pertama, 2024

ISBN: 978 623 389 311 4



Diterbitkan oleh: Penerbit LPPM UPN Veteran Yogyakarta Jl.

**Padjajaran 104 (Lingkar Utara), Condongcatur, Yogyakarta,
55283 Telp. (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400**

**Dicetak Oleh: Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada
Masyarakat, UPN Veteran Yogyakarta Jl. Padjajaran 104**

**(Lingkar Utara), Condongcatur, Yogyakarta, 55283 Telp. (0274)
486188,486733, Fax. (0274) 486400**

KATA PENGANTAR

Puji syukur kami panjatkan ke hadirat Allah SWT, yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga kegiatan dengan buku Teori dan Aplikasi Perencanaan *Infill Well Drilling* pada Lapangan Minyak *Mature* telah selesai dilaksanakan.

Buku ini disusun dalam rangka membantu kalangan akademik dan dunia industri dalam memahami dan mencakup informasi tentang Teori dan Aplikasi Perencanaan *Infill Well Drilling* pada Lapangan Minyak *Mature*. Buku ini memberikan informasi berkaitan dengan salah satu upaya yang dilakukan untuk menambah tingkat perolehan minyak dengan cara menambah jumlah sumur dalam pola injeksi terdahulu. Hasil simulasi skenario menunjukkan bahwa optimasi dengan penambahan sumur infill sangat efektif dalam meningkatkan laju produksi minyak dan RF.

Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penulisan buku ini. Kekurangan yang ada akan menjadi cambuk untuk melaksanakan perbaikan dalam penulisan buku kegiatan yang lebih baik di masa yang akan datang. Semoga buku ini dapat memberikan manfaat bagi sivitas akademika, dosen, mahasiswa dan masyarakat di masa sekarang maupun yang akan datang.

Hormat Kami

Tim Penulis

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	ix
BAB I PENDAHULUAN.....	1
I.1 <i>Infill Well Drilling</i>	1
I.2 Sejarah Pengeboran Infill	5
BAB II TEORI DASAR PENGEBORAN INFILL.....	7
2.1 Literature Review	7
2.2 Geologi Dan Reservoir	14
2.3 Metode Infill Well Drilling.....	15
2.4 Sector Model Method	17
2.5 Analisa Keekonomian.....	18
2.6 Maximizing Opportunities In the Gas Sector.....	19
2.7 Reservoir Modelling.....	22
2.8 Evaluasi Keekonomian untuk Optimasi Produksi.....	24
BAB III SIMULASI PREDIKSI PRODUKSI SUMUR	
INFILL	27
3.1 Perhitungan Nilai Recovery Factor dan Remaining Reserve Lapangan FA	27
3.2 Penentuan Titik Sumur Infilll pada Lapangan FA	29

3.3	Prediksi Peningkatan dan Pengaruh Produksi Setelah Penambahan Sumur Infill	35
-----	--	----

BAB IV APLIKASI PERENCANAAN SUMUR INFILL55

4.1	Perencanaan Trajectory Sumur T-7	55
4.1.1	Perencanaan Lokasi Sumur.....	56
4.1.2	Perencanaan Pembuatan <i>Wellpath</i> dengan Metode Tiga Dimensi	58
4.2	Perencanaan Desain Lumpur Pemboran	59
4.2.1	Desain Lumpur dan <i>Casing Setting depth</i>	59
4.2.2	Desain Komposisi Lumpur Pemboran	61
4.2.3	Perencanaan Volume Lumpur Pemboran	63
4.3	Perencanaan <i>Casing</i>	67
4.3.1	Pendesainan <i>Casing</i>	67
4.3.2	<i>Casing 13-3/8"</i>	68
4.3.2.1	<i>Burst Load</i>	68
4.3.2.2	<i>Collapse Load</i>	70
4.3.2.3	<i>Tension Load</i>	71
4.3.2.4	<i>Biaxial Load</i>	73
4.3.2.5	Pemilihan <i>Casing</i>	73
4.3.3	<i>Casing 9 5/8"</i>	75
4.3.3.1	<i>Burst Load</i>	76
4.3.3.2	<i>Collapse Load</i>	77
4.3.3.3	<i>Tension Load</i>	79
4.3.3.4	<i>Biaxial Load</i>	80
4.3.3.5	Pemilihan <i>Casing</i>	81

4.3.4	<i>Casing 7"</i>	82
4.3.4.1	<i>Burst Load</i>	83
4.3.4.2	<i>Collapse Load</i>	85
4.4	Perencanaan Desain Semen Pemboran	87
4.4.1	Desain Komposisi Semen Pemboran	88
4.4.2	Perencanaan Volume Semen Pemboran	90
4.5	Perencanaan <i>Bottom Hole Assembly</i>	91
4.5.1	Perencanaan Desain <i>Bottom Hole Assembly</i>	91
4.5.2	Perencanaan Desain <i>Drill String</i>	96
4.5.2.1	Perhitungan <i>Drillpipe Design</i> pada <i>Surface, Intermediate, Production Section</i>	97
4.6	Pemilihan Kapasitas Rig	101
4.6.1	Perhitungan Kapasitas Rig	101
4.6.2	BOP	106
4.6.3	<i>Pit Volume Estimation</i>	107
4.7	Perencanaan <i>Drilling Schedule</i>	108
4.8	<i>Cost Estimation</i>	111
BAB V HASIL PERENCANAAN SUMUR INFILL		
	DRILLING	121
	DAFTAR RUJUKAN	128

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Overview of Sector Model (Manestar et al., 2014).	20
Gambar 2. 2 Reservoir Model (Hovorka et al., 2009)	23
Gambar 3. 1 Contour Map “FA” Field	30
Gambar 3. 2 Rock Region Distribution “FA” Field.....	31
Gambar 3. 3 Oil Saturation Map of “FA” Field.....	32
Gambar 3. 4 Bubble map field “FA”	33
Gambar 3. 5 Bubble Map dengan 2 Kandidat Lokasi Sumur Infilll “FA” Field.....	34
Gambar 3. 6 Oil Production Rate History Graphic	40
Gambar 3. 7 Water Production Rate History Graphic	41
Gambar 3. 8 Base Case Oil and Water Rate “FA” Field	44
Gambar 3. 9 Base Case Recovery Factor Result Value “FA” Field	45
Gambar 3. 10 Oil and Water Production Rates Scenario 2.....	47
Gambar 3. 11 Comparison of Oil Production Rates Before and After Adding 1 Infilll Well	48
Gambar 3. 12 Recovery Factor Value Result for the Scenario of Adding 1 Infilll Well in "FA" Field	49
Gambar 3. 13 Oil and Water Production Rates Scenario 3.....	52

Gambar 3. 14 . Comparison of Oil Production Rates Before and After Adding 2 Infill Wells.....	53
Gambar 3. 15 Recovery Factor Value Result for the Scenario of Adding 1 Infill Well in "FA" Field	54
Gambar 4. 1 Site Location Properties	57
Gambar 4. 2 Target Pada Sumur T-7 dalam 3D View.....	58
Gambar 4. 3 Desain Mud Window Sumur T-7	60
Gambar 4. 4 Burst & Collapse Casing 13-3/8"	74
Gambar 4. 5 Biaxial Design Surface 13-3/8" Section.....	75
Gambar 4. 6 Burst Collapse Design Intermediate Casing 9-5/8" Section.....	81
Gambar 4. 7 Biaxial Design Intermediate Casing 9-5/8" Section	82
Gambar 4. 8 Burst & Collapse Design Production Liner 7" Section.....	87
Gambar 4. 9 Biaxial Design Production Liner 7" Section	87
Gambar 4. 10 Rig PDSI #20.2/EMSCOLD2-M.	109
Gambar 4. 11 Drilling Schedule Sumur T-7	110

DAFTAR TABEL

Tabel 3- 1 Rock Region Distribution “FA” Field	29
Tabel 3- 2 History Rate Production Lapangan “FA” dari 7 Sumur Pengamatan	38
Tabel 3- 3 Well Rate Production History untuk 7 Sumur Pengamatan	39
Tabel 3- 4 Base Case Oil and Water Rate.....	43
Tabel 3- 5 Oil and Water Production Rate After Adding 1 Infill Well.....	46
Tabel 3- 6 Recovery Factor Value Result for the Scenario of Adding 1 Infill Well in "FA" Field	51
Tabel 4- 1 Desain Mud Weight Sumur T-7	60
Tabel 4- 2 Desain Komposisi Lumpur Pemboran Sumur T-7	63
Tabel 4- 3 Volume Lumpur per Section Sumur T-7	66
Tabel 4- 4 Perencanaan Casing Seat Sumur T-7.....	67
Tabel 4- 5 Pemilihan Surface Casing 13-3/8"	74
Tabel 4- 6 Pemilihan Intermediate Casing 9-5/8"	82
Tabel 4- 7 Pemilihan Production Liner 7"	86
Tabel 4- 8 Desain Komposisi Semen Pemboran Sumur T-7	88
Tabel 4- 9 Desain BHA Trayek 24” Sumur T-7	92
Tabel 4- 10 Desain BHA Trayek 17-1/2” Sumur T-7	93

Tabel 4- 11 Desain BHA Trayek 12-1/4” Sumur T-7.....	94
Tabel 4- 12 Desain BHA Trayek 8-1/2” Sumur T-7.....	96
Tabel 4- 13 Drill Pipe Torsional And Tensile API Data.....	98
Tabel 4- 14 Spesifikasi Rig PDSI #20.2/EMSCOLD2-M.	109
Tabel 4- 15 Rincian Anggaran Tangible Cost Sumur T-7	111
Tabel 4- 16 Rincian Anggaran Intangible Cost Sumur T-7	113

BAB I

PENDAHULUAN

I.1 *Infill Well Drilling*

Sumur *Infill drilling* adalah salah satu upaya yang dilakukan untuk menambah tingkat perolehan minyak dengan cara menambah jumlah sumur dalam pola injeksi terdahulu, sehingga terbentuk pola injeksi baru. Adanya sumur baru (disebut sumur *infill*) akan membuka daerah sapuan baru di reservoir, sehingga zona reservoir yang belum tersapu sebelumnya akan dapat tersentuh oleh fluida injeksi. Dengan adanya zona sapuan baru, minyak yang sebelumnya belum tersapu oleh fluida injeksi akan dapat tersapu sehingga dapat menambah tingkat perolehan minyak.

Infill drilling predict4e model disusun untuk memprediksi performa reservoir di bawah penerapan *infill drilling*. Model yang dibangun merupakan model tiga dimensi (*stratified, f4e-spot*) dan dua fasa (minyak dan air). Model menghitung perpindahan minyak dan air beserta perolehan minyak menggunakan pendekatan solusi *finite difference* di

dalam *streamtube*. Pergerakan fluida di setiap *streamtube* dianalisis menggunakan korelasi yang diperoleh dari studi simulasi. *Predict4e model* yang dibangun merupakan gabungan dari model *streamtube* dengan simulasi numerik.

Beberapa peneliti telah mempelajari mekanisme *infill drilling*, diantaranya Driscoll (1974), Van Everdingen (1980), Holm (1980), Ghauri (1980), dan Barber (1983). Sejumlah studi mengenai *infill drilling* menunjukkan bahwa proses ini dapat bersaing dengan proses EOR (*Enhanced Oil Recovery*) sebagai metode penambahan perolehan minyak, terutama dalam kondisi harga minyak rendah. Selain memiliki potensi perolehan minyak yang sebanding dengan EOR, jumlah *cost* dan investasi yang lebih rendah dibandingkan dengan EOR menjadikan *infill drilling* pilihan yang lebih ekonomis dan cocok untuk digunakan pada kondisi harga minyak rendah.

Driscoll (1974) menjelaskan bahwa mekanisme *infill drilling* dalam menambah perolehan minyak adalah sebagai berikut.

1. Meningkatkan kekontinuan reservoir (*improving reservoir continuity*)
2. Meningkatkan *vertical sweep*
3. Meningkatkan *areal sweep*
4. Penyapuan minyak di daerah batas reservoir (disebut *wedge edge oil*)
5. Meningkatkan *economic limit*.

Peningkatan kekontinuan reservoir merupakan efek paling dominan yang berpengaruh terhadap performa produksi *infill drilling*. Barbe dan Schnoebelen (1986) mengkonfirmasi hal ini melalui studi yang mereka lakukan terhadap lapangan Robertson Clearfork di West Texas.

Peningkatan *vertical sweep* dalam reservoir multilayer biasanya dinyatakan sebagai fungsi dari koefisien variasi permeabilitas Dykstra-Parsons (VDPs). Penambahan sumur infill memungkinkan untuk dilakukannya konversi sumur produksi menjadi sumur injeksi. Hal ini mengakibatkan terbentuknya streamline baru yang akan

menambah *vertical sweep*. *Crossflow* antar lapisan reservoir sangat berperan terhadap peningkatan *vertical sweep*.

Peningkatan area *sweep* disebabkan oleh munculnya streamline baru yang diakibatkan oleh adanya sumur infill. Peningkatan perolehan minyak akibat peningkatan areal *sweep* bergantung pada faktor-faktor berikut: (1) derajat keheterogenan reservoir (reservoir anisotropy), (2) water cut yang ditentukan sebagai economic limit, dan (3) mobility ratio dari waterflood. pemboran agar optimal.

I.2 Sejarah Pengeboran Infill

Pengeboran infill telah berkembang pesat sejak pertama kali diperkenalkan. Pada awalnya, metode ini digunakan untuk mengatasi keterbatasan teknologi dan geologi pada masa itu. Dalam beberapa dekade terakhir, teknologi pengeboran telah mengalami banyak kemajuan, memungkinkan pengeboran infill menjadi lebih efektif dan efisien. Penggunaan simulasi komputer dan analisis data reservoir yang canggih telah membantu menentukan penempatan sumur infill yang optimal, sehingga meningkatkan produksi hidrokarbon. Seiring dengan perkembangan teknologi, metode pengeboran infill juga semakin diterima luas dalam industri minyak dan gas sebagai strategi yang efektif untuk meningkatkan produksi dari reservoir yang sudah ada.

Studi kasus awal menunjukkan penerapan pengeboran infill di berbagai lapangan minyak dan gas. Misalnya, di lapangan San Juan Basin di Amerika Serikat, penggunaan sumur infill berhasil meningkatkan produksi gas dengan signifikan. Penerapan metode ini tidak hanya terbatas pada satu jenis reservoir; bahkan di reservoir heterogen dengan lapisan geologi yang kompleks, pengeboran infill telah terbukti

efektif. Studi-studi ini menunjukkan bagaimana penambahan sumur baru di antara sumur yang ada dapat meningkatkan laju produksi, mengurangi sisa hidrokarbon, dan memperpanjang umur produksi lapangan minyak dan gas

BAB II

TEORI DASAR PENGEBORAN INFILL

2.1 Literature Review

Literature Review ini berisi hasil dari penelitian penelitian terdahulu. Berikut ini merupakan literature review dari *Infilll Drilling*:

Ahmed, T. (2010) dalam penelitiannya mengenai optimasi *infilll drilling* pada lapangan tua dengan metode simulasi reservoir menyimpulkan bahwa *infilll drilling* dapat meningkatkan perolehan minyak hingga 15% di lapangan minyak yang sudah tua dengan tipe reservoir yang heterogen. Metode simulasi reservoir yang digunakan dalam penelitian ini memungkinkan identifikasi area dengan saturasi minyak yang tinggi, yang menjadi target utama untuk penempatan sumur *infilll*. Dengan menggunakan pendekatan ini, produksi minyak dapat dioptimalkan tanpa perlu mengebor sumur baru secara berlebihan, yang dapat mengurangi biaya operasional secara signifikan. Selain itu, studi ini

menggarisbawahi pentingnya analisis detail karakteristik reservoir untuk memastikan lokasi sumur *infill* yang optimal, yang juga membantu dalam meminimalkan *overlapping* terhadap sumur-sumur yang sudah ada. Penambahan sumur *infill* di reservoir heterogen dapat meningkatkan produksi kumulatif hingga 20%, terutama ketika sumur ditempatkan di area dengan saturasi minyak yang tinggi. Hasil penelitian ini menekankan pentingnya teknologi simulasi canggih dalam merancang strategi *infill drilling* yang efektif. Dengan memetakan distribusi saturasi minyak secara rinci, operator dapat menentukan lokasi terbaik untuk sumur *infill*, yang pada gilirannya mengurangi pemborosan sumber daya dan memaksimalkan ekstraksi minyak menurut **Chen dan Liu (2014)** dalam penelitiannya mengenai simulasi pengaruh *infill drilling* terhadap *oil recovery* menggunakan metode numerical reservoir simulation atau simulasi numerik.

Zhang dan Wu (2017) dalam penelitiannya mengenai pengaruh *infill drilling* pada distribusi tekanan reservoir menggunakan metode simulasi numerik dan analisa tekanan transien menunjukkan bahwa penambahan sumur

infill dapat membantu mempertahankan tekanan reservoir, yang berkontribusi pada stabilitas produksi jangka panjang. Dengan menggunakan simulasi numerik dan analisis tekanan transien, penelitian ini menemukan bahwa sumur *infill* dapat memperbaiki distribusi tekanan dalam reservoir, yang penting untuk mempertahankan laju produksi yang stabil. Hasil ini mengindikasikan bahwa strategi *infill drilling* tidak hanya meningkatkan produksi langsung tetapi juga membantu dalam manajemen tekanan reservoir yang efektif.

Mwikipunda, G. C. et al. (2022) dalam studi simulasi optimasi *infill drilling* untuk meningkatkan perolehan minyak melalui waterflooding, menyimpulkan bahwa penempatan sumur *infill* yang optimal dapat meningkatkan efisiensi penyapuan air dan memperpanjang umur produksi lapangan minyak. *Infill drilling* dapat meningkatkan cadangan minyak secara signifikan, meskipun tingkat keberhasilannya bervariasi tergantung pada karakteristik lapangan. **Indidu** berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh **Barber, A. H. et al. (1983)** tentang pengalaman nyata dalam peningkatan

cadangan melalui infill drilling pada sembilan lapangan di Texas, Oklahoma, dan Illinois.

Sajjad H. Al-adliya, Et Al. 2024 dalam penelitiannya tentang upaya meningkatkan produksi minyak dapat dilakukan dengan pemboran infill. Tujuan utama dari studi ini adalah memberikan gambaran yang komperhensif untuk penentuan lokasi sumur infill yang optimal dengan cara alanisa decline curve dan volumeterik guna dapat memperkirakan jumlah sumur infill yang dibutuhkan. Pertama dengan metodologi empiris yaitu dengan mempertimbangkan jumlah dan jarak antar sumur produksi dan sumur infill, kedua dengan metode simulasi dan optimasi numerik dengan mengevaluasi potensi dari sumur-sumur produksi dengan rencana sumur infill. Hasil dari penelitian ini pengeboran infill telah terbukti sebagai metode yang efektif untuk meningkatkan cadangan di beberapa reservoir dan tingkat homogenitas reservoir

dapat digunakan untuk memprediksi penambahan cadangan yang dihasilkan dari pengeboran infill.

Sebagian besar lapangan di Siberia Barat merupakan lapangan yang marginal, fakta ini mempersulit dilakukannya pengeboran infill secara horizontal di lapangan tersebut. Pengeboran konvensional sering mengalami kegagalan karena permasalahan hilang lumpur sehingga kebutuhan fluida pemboran meningkat secara signifikan. Penggunaan data geologi yang ada, dikembangkan sistem cairan emulsi-Oil in Water Emulsion pada sistem fluida pemboran untuk menghindari kerusakan formasi dan blind drilling pada formasi dan tekanan reservoir yang rendah/depleted. **(S. A. Sokovnin, E., Et Al. 2015).**

Pengeboran infill memiliki peran penting dalam pengembangan lapangan migas. Perencanaan infill pada reservoir marginal memiliki tantangan yang besar dalam mencapai keberhasilannya. Pendekatan evaluasi secara konvensional membutuhkan waktu dan biaya yang sangat

besar. Simulasi perencanaan yang optimal dapat menunjang keberhasilan infill drilling, yaitu dengan algoritma inversi sekunsial dan pencocokan history sumur sebelumnya. Pendekatan ini dapat menyelesaikan perencanaan infill drilling lebih cepat dan hemat biaya. **(Y. Cheng; D, E., Et Al.2006).**

Peningkatan produksi pada lapangan-lapangan tua sangat penting dilakukan. Salah satu cara untuk mempercepat dan meningkatkan produksi lapangan adalah dengan melakukan infill drilling. Mengoptimalkan jarak antar sumur menjadi perhatian untuk mengurangi gangguan pada sumur yang ada dan meningkatkan Jari-jari drainase sumur. Diperkirakan berdasarkan metode korelasi dan sumur yang berdekatan, dan peta poligon cadangan Proved Developed Non-Producing (PDNP) dapat menjadi dasar dalam penentuan sumur infill. Hasil dari Analisa ini dapat memperkirakan radius pengurasan sumur di belakang casing berdasarkan metode korelasi dan sumur yang berdekatan **(Amal Al-Sane., Et Al.2021).**

Penentuan titik sumur infill merupakan tantangan yang complex dan membutuhkan waktu yang tidak singkat. Perhitungan remaining oil saturation untuk mengevaluasi sisa cadangan dirasa kurang efektif. Peneliti secara komperhensif mempertimbangkan faktor faktor lain dalam penentuan sisa cadangan dengan membuat metode evaluasi kuantitatif dengan membuat model matematis untuk penentuan titik lokasi sumur infill yang optimal dengan mengoptimalkan koordinat lokasi, kedalaman sumur dan kemiringan sumur. Metode ini berhasil dalam penilaian sisa cadangan secara komperhensif dan mencirikan kondisi reservoir. Sehingga secara efektif dalam penentuan rentang lokasi sumur infill untuk pengembangan reservoir. **(Chen Liu., Et Al. 2024)**

Penambahan sumur infill merupakan upaya yang cepat dan signifikan dalam meningkatkan produksi dari suatu lapangan. Analisa dilakukan secara terintegrasi dengan benentuan jenis batuan pada reservoir target dan penentuan Hydrocarbon Pore Volume (HCPV). Penentuan titik sumur infill didasarkan pada nilai HCPV yang baik dan selanjutnya dilakukan peramalan produksi dengan

metode decline curve kemudian dilakukan analisa ekonomi untuk menentukan tingkat keberhasilan dari perencanaan sumur infill. Klasifikasi jenis batuan pada formasi yang di teliti (Formasi Duri) menggunakan metode Hydraulic Flow Unit (HFU). Dari hasil analisa yang dilakukan menghaikan 17 sumur produksi infill dengan hasil skenario dapat meningkatkan produksi sebesar 2,94 MMBBL / RF sebesar 0.14%. **(Dedy Kristanto, Dyah Rini Ratnaningsih, i., Et Al. 2022).**

2.2 Geologi Dan Reservoir

Pemahaman tentang struktur geologi dan karakteristik reservoir sangat penting dalam pengeboran infill. Geologi reservoir mencakup aspek-aspek seperti porositas, permeabilitas, dan ketebalan formasi yang menentukan bagaimana fluida seperti minyak dan gas mengalir melalui batuan. Dengan memahami struktur geologi ini, operator dapat mengidentifikasi area yang memiliki potensi produksi tinggi namun mungkin belum sepenuhnya terakses oleh sumur yang ada. Identifikasi area yang memerlukan pengeboran infill melibatkan analisis data geologi dan reservoir menggunakan teknik seperti

pemetaan seismik dan simulasi komputer untuk menentukan lokasi optimal bagi sumur baru. Pengeboran infill kemudian dapat dilakukan untuk meningkatkan perolehan hidrokarbon dari area yang sebelumnya tidak terjangkau, mengurangi jarak antar sumur, dan mengoptimalkan ekstraksi sumber daya di reservoir tersebut.

2.3 Metode Infill Well Drilling

Pengeboran infill menggunakan berbagai metode dan teknologi untuk mencapai tujuan utamanya, yaitu meningkatkan produksi hidrokarbon dari reservoir yang sudah ada. Salah satu teknologi yang sering digunakan adalah pemetaan seismik tiga dimensi (3D seismic mapping), yang memungkinkan operator untuk mendapatkan gambaran rinci tentang struktur geologi reservoir. Ini membantu dalam mengidentifikasi area yang kaya hidrokarbon yang mungkin belum tersentuh oleh sumur yang ada. Selain itu, teknik simulasi reservoir digunakan untuk memodelkan aliran fluida dalam reservoir dan memprediksi hasil dari penempatan sumur infill. Simulasi ini menggunakan data seperti porositas,

permeabilitas, dan tekanan reservoir untuk menentukan lokasi optimal bagi sumur baru.

Pengeboran infill membutuhkan peralatan dan material khusus untuk memastikan operasional yang efisien dan aman. Rig pengeboran, baik onshore maupun offshore, harus dilengkapi dengan teknologi terbaru untuk menangani tantangan teknis yang mungkin timbul selama pengeboran infill. Peralatan seperti pipa pengeboran (drill pipes), mata bor (drill bits), dan sistem pengendalian tekanan (pressure control systems) sangat penting dalam operasi ini. Selain itu, material seperti lumpur pengeboran (drilling mud) yang dirancang khusus untuk menjaga stabilitas sumur dan mengendalikan tekanan bawah tanah juga sangat dibutuhkan. Penggunaan teknologi pengukuran saat pengeboran (Measurement While Drilling, MWD) dan logging saat pengeboran (Logging While Drilling, LWD) memungkinkan pengumpulan data real-time tentang kondisi bawah tanah, yang sangat penting untuk membuat keputusan selama pengeboran infill.

2.4 Sector Model Method

Pada penelitiannya melakukan penambahan sumur baru injeksi untuk menjaga tekanan reservoir menggunakan metode *sector model*. Hasilnya menunjukkan dari strategi pengembangan lapangan yang digunakan dapat meningkatkan *oil recovery factor* (Elmabrouk & Mahmud, 2016).

Pada penelitian khan melakukan penambahan sumur baru *dual lateral* menggunakan metode *sector model*. Hasilnya rencana yang dioptimalkan menghasilkan penghematan yang signifikan dalam biaya modal dengan dapat mempertahankan produksi yang lebih lama dan peningkatan *oil recovery factor* (Khan et al., 2016).

Pada penelitian Elbaloula melakukan rancangan untuk mensimulasikan *steam flooding* reservoir minyak berat dengan kondisi reservoirnya yang dangkal, dilakukan enam skenario pada jarak sumur yang berbeda. Hasilnya dari desain *detail* untuk pola sumur dan jarak sumur yang berbeda pada kelompok sumur, didapat hasil produksi yang cukup besar dari skenario terbaik yang akan diimplementasikan pada lapangan ini (Elbaloula et al., 2016).

Sudah ada beberapa perusahaan menggunakan metode sector model untuk melakukan pengembangan lapangan yaitu perusahaan *Hurricane* dan *Schlumberger* mengkonfirmasi bahwa menjalankan model sektor dalam 20 menit menggunakan simulasi reservoir dapat menghasilkan hasil yang hampir mendekati dengan waktu berjalan 65 jam menggunakan *fullfield*, tapi memiliki kelemahan yaitu terbatasnya dukungan tekanan dari tepi *boundary* yang memiliki dampak terhadap prediksi profil produksi (Hurricane, 2016).

2.5 Analisa Keekonomian

Pada penelitian Nandasari melakukan analisa kelayakan ekonomi pada proyek penambahan sumur baru dari hasil produksi lapangan dengan kegiatan selama 19 tahun dari tahun 2019 sampai 2038 kemudian dilakukan perhitungan *production sharing contract cost recovery* (NPV, IRR dan POT). Dari hasil perhitungan PSC dimana dari proyek penelitian ini layak dijalankan (Nandasari & Priadythama, 2015).

Pada penelitian Erwinsyah melakukan analisa kelayakan ekonomi dan analisa sensitivitas pada proyek minyak dan

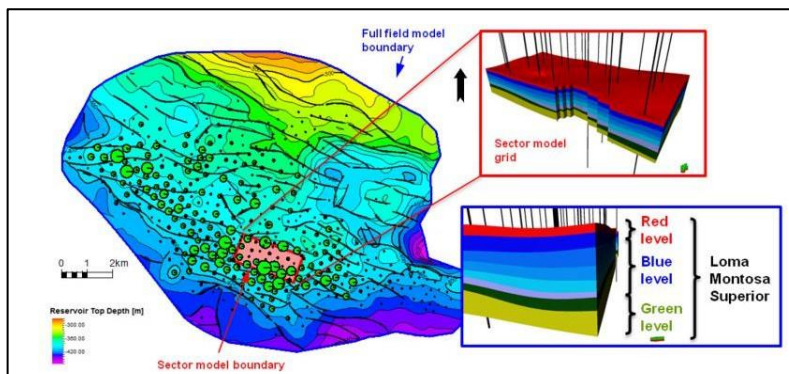
gas Lapangan x menggunakan perhitungan model *PSC Cost Recovery* dari hasil produksi dengan kegiatan selama kegiatan selama 30 tahun dari tahun 2011 sampai 2040 dari hasil perhitungan *PSC* proyek penelitian ini layak dijalankan dan dilakukan analisa sensit4itas pada proyek ini bahwa unsur yang paling tidak pasti dan cukup mempengaruhi NPV (*Net Present Value*) dari proyek ini adalah harga dari minyak dan gas (Erwinsyah, 2012).

2.6 Maximizing Opportunities In the Gas Sector

Proyek ini mengusulkan untuk mengembangkan Lapangan x secara bertahap, di mana pada tahap pertama hanya akan fokus pada penggunaan sumur yang ada di lapangan dan hanya menargetkan reservoir gas yang dapat dieksploitasi secara teknis. Ini memberikan peluang untuk pengembangan awal sumber daya gas dari lapangan (Azubike et al., 2017).

Maka untuk memaksimalkan hasil sumber daya gas akan dilakukan pengembangan gas dengan model *Sector* yang mewakili bagian reservoir akan diekstraksi dari model *full-field* ke melakukan operasi tata letak yang baik, opsi desain dan dampak ketidakpastian sifat geologis. Itu

model *full-field* diperoleh setelah kinerja *history matching* yang terjadi di reservoir. Kurangnya ketersediaan sumur dan informasi produksi di bagian model *Sector* reservoir (Bruijnzeels & O'Halloran, 2007).



Gambar 2. 1 Overview of Sector Model
(Manestar et al., 2014)

Proses memaksimalkan peluang pengembangan lapangan terdiri dari tiga bagian untuk menilai dan mengoptimalkan rencana pengembangan lapangan. Itu hasil dari proses ini adalah untuk menentukan dampak dari parameter sumur pada kisaran hasil perkiraan. Setelah itu, rencana pengumpulan data diatur ke mempersempit kisaran hasil dan mengurangi risiko pada investasi modal (Alyan et al., 2015).

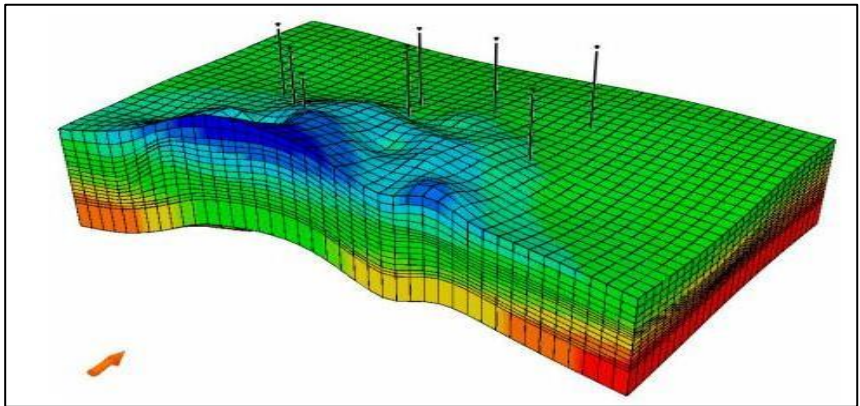
- a. Bagian pertama dari penelitian ini mempertimbangkan orientasi sumur yang dibor dengan sehubungan subjek reservoir. Ini perlu ditangani dalam rencana pengembangan lapangan dengan mempertimbangkan berbagai pilihan desain sumur.
- b. Bagian kedua mempertimbangkan jarak sumur yang optimal untuk mencapai efisiensi produksi dan dukungan tekanan reservoir. Analisis akan sangat dipengaruhi oleh kemampuan pengembangan yang dipilih untuk dibangun dan mempertahankan tingkat produksi minyak dan gas.
- c. Bagian ketiga mempertimbangkan semua opsi kemungkinan penempatan sumur di dalam reservoir dengan berbagai metode penentuan reservoir. Jumlah kasus yang dipertimbangkan signifikan dengan beberapa opsi penempatan sumur dipertimbangkan dalam model simulasi. Apabila tidak diperlukan untuk mengevaluasi semua skenario yang sesuai dengan model *full-field* yang bertujuan untuk mendapatkan zona prospek maka akan lebih praktis jika menggunakan metode *sector* model. Metode ini juga

dapat untuk mengurangi waktu perhitungan dan mempermudah dalam penelitian (Yuen et al., 2011). Proses ini juga melibatkan analisis ekonomi dari berbagai rencana dalam hal jumlah dan desain sumur yang diharapkan. Berbagai rencana disaring dan dianalisis untuk menentukan yang paling menjanjikan rencana dalam memenuhi kriteria desain. Ini mengarah pada program pengumpulan data yang secara khusus dibangun untuk mengatasi ketidakpastian utama dalam rencana pengembangan, persempit kisaran kemungkinan hasil dan mengurangi risiko investasi modal.

2.7 Reservoir Modelling

Untuk memfasilitasi bagian dari studi geologis dan petrofisika dan untuk menyelidiki pengaruh *grid geometry* dan ukuran, model simulasi sementara dibangun (*fullfield*) menggunakan *properties* parameter sifat fisik reservoir (Bruijnzeels & O'Halloran, 2007). Tingkat heterogenitas reservoir digunakan untuk mengkarakterisasi formasi dan memprediksi kinerja reservoir (Putra Dike, 2017). Secara keseluruhan *properties* dan dimensi untuk masing-masing

model telah diisi mengambil input dari ahli geologi dan petrofisika. Untuk perkiraan produksi akan idapat sesuai zona pada model yang memiliki NTG, porositas, *permeable*, Saturasi di model reservoir (Azubike et al., 2017).



Gambar 2. 2 Reservoir Model
(Hovorka et al., 2009)

Skenario Prediksi dan Hasil Produksi

Pada penelitian ini akan melakukan beberapa skenario untuk optimasi pengembangan lapangan gas ini dengan cara penambahan sumur baru untuk meningkatkan produksi pada lapangan, ada beberapa skenario yang digunakan yaitu skenario pertama (*base case*) dilakukan penambahan 1 sumur baru vertikal, skenario kedua (*base*

case) penambahan 2 sumur baru vertikal (Annan Boah et al., 2019), skenario ketiga (*base case*) dilakukan penambahan sumur baru *lateral*, skenario keempat (*base case*) dilakukan penambahan sumur *multilateral* dengan *layer* yang berbeda (Carden & Grace, 2007). Dengan mempertimbangkan *property* permeabilitas, saturasi gas dan saturasi air yang berada di sekitar (Furqan & Ridaliani, 2015).

Dari hasil skenario prediksi akan mendapatkan hasil kumulatif produksi gas. Kemudian dipilih salah satu skenario prediksi yang optimal dan guna untuk optimasi produksi reservoir gas pada masa yang akan datang dengan strategi dan skenario terbaik. Skenario sumur gas yang didapat akan dilakukan perhitungan secara ekonomis (Seah et al., 2014).

2.8 Evaluasi Keekonomian untuk Optimasi Produksi

Pada penelitian ini akan menganalisa skenario pengembangan reservoir Lapangan x secara ekonomis. Dengan mempelajari beberapa indikator ekonomi seperti NPV, IRR, POT maka dapat disimpulkan apakah investasi yang telah dikeluarkan nantinya akan memberi

keuntungan bagi kontraktor dan pemerintah sesuai dengan ketentuan fiskal yang ada dalam perpanjangan kontrak PSC yang disetujui oleh Pemerintah (Lubiantara, 2012)(Ariyon, 2018). Asumsi pokok kontrak PSC *Cost Recovery* digunakan dalam analisa keekonomian (Agung, 2018);

- Kontrak efektif: tergantung persetujuan kontrak
- Periode kontrak: 30 tahun
- Hasil produksi kumulatif gas dari penambahan sumur
- Split gas bumi sebesar pemerintah 70%- kontraktor 30% (Ayudya, 2008)
- Harga gas: USD 6/Mmbtu (Panjaitan et al., 2018)
- Tax 30 %

Setelah beberapa indikator ekonomi diperoleh maka dapat dilihat suatu proyek tersebut layak dijalankan atau tidak, selanjutnya dilakukan analisis sensit4itas untuk mengetahui perubahan dari suatu parameter terhadap indikator keekonomian.

Parameter-parameter yang berpengaruh seperti *operating cost*, *price*, dan investasi tidak tetap harganya, namun selalu berubah-ubah terhadap indikator perekonomian

(NPV, IRR). Analisa dilakukan dengan interval nilai antara 80% - 130% (**Pramadika & Satiyawira, 2019**).

BAB III

SIMULASI PREDIKSI PRODUKSI SUMUR

INFILL

3.1 Perhitungan Nilai Recovery Factor dan Remaining Reserve Lapangan FA

Perhitungan Recovery Factor pada tahap ini bertujuan untuk mengetahui nilai cadangan maksimum yang didapatkan pada setelah dilakukan infill drilling. Perhitungan nilai RF dilakukan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$RF = 54,898 \times \left[\frac{\phi (1-S_{wi})}{B_{oi}} \right]^A \left(\frac{1000.k.\mu_{wi}}{\mu_{oi}} \right)^B (S_{wi})^C \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^D$$

atau RF

Dimana A = 0,422; B = 0,77; C = 1,903; dan D = - 0,2159

Dengan memasukkan data yang diketahui menggunakan rumus di atas, maka didapatkan hasil RF Lapangan FA sebesar 65%.

Penentuan Estimated ultimate recovery bertujuan untuk mengetahui cadangan maksimum yang dapat diambil pada tahap primary recovery. Estimated Ultimate recovery dapat ditentukan dengan persamaan sebagai berikut.

Diketahui data :

$$\begin{aligned}\text{RF} &= 65\% \\ \text{OOIP} &= 12.73 \text{ MMSTB} \\ \text{EUR} &= \text{RF} \times \text{OOIP} \\ &= 8.27 \text{ MMSTB}\end{aligned}$$

Remaining reserve merupakan cadangan sisa yang belum terproduksi, remaining reserves pada lapangan FA dapat dihitung sebagai berikut :

Diketahui data :

$$\begin{aligned}\text{EUR} &= 8.27 \text{ MMSTB} \\ \text{NP} &= 2.87 \text{ MMSTB} \\ \text{RF} &= \text{NP}/\text{OOIP} \times 100\% \\ &= 2.87 \text{ MMSTB}/12.73 \text{ MMSTB} \times 100\% \\ &= 22.55\% \\ \text{RR} &= \text{EUR} - \text{NP} \\ \text{RR} &= 5.41 \text{ MMSTB}\end{aligned}$$

3.2 Penentuan Titik Sumur Infilll pada Lapangan FA

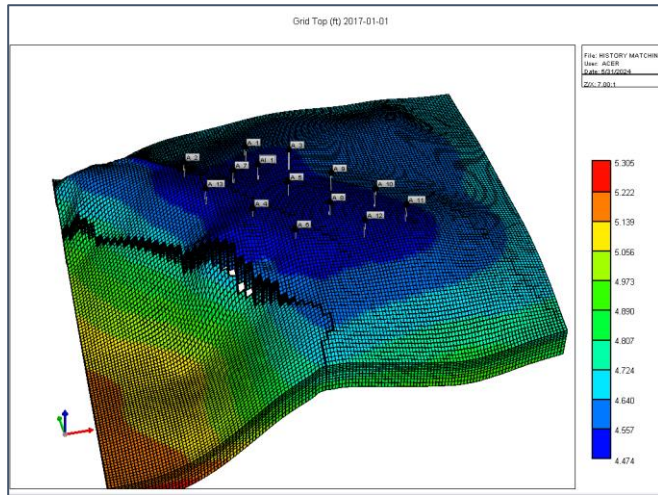
Tabel 3- 1 *Rock Region Distribution “FA” Field*

Penentuan titik sumur infilll lapangan dimulai dengan penentuan *Rock region*. Pada lapangan “FA” dilakukan

<i>Region</i>	<i>Range</i>	<i>Porosity Average (Fraction)</i>	<i>Permeability Average (mD)</i>
1	y<20	0.0740	8.7596
2	20<y<50	0.1174	30.4179
3	y>50	0.1298	59.1931

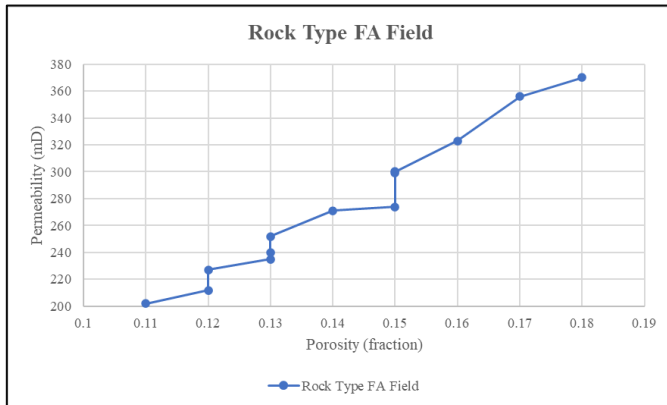
penentuan rock region dengan menggunakan plot hasil analisa permeabilitas yang di *import* dari simulator dengan nomor sampel. Tabulasi pembagian *Rock region* Lapangan “FA” dapat dilihat pada **Tabel 3-1**.

Dapat dilihat dari **Tabel 3-1** bahwa terdapat tiga *regions*, yaitu region 1, 2 dan 3. Untuk region 1 merupakan daerah yang memiliki distribusi permeabilitas rata-rata di bawah 8.7596 mD, sedangkan region 2 memiliki distribusi nilai permeabilitas rata-rata sebesar 30.4179 mD, dan region 3 memiliki nilai distribusi permeabilitas rata-rata sebesar 59.1931 MD. Sedangkan untuk peta kontur Lapangan “FA” dapat dilihat pada **Gambar 3.1** berikut.



Gambar 3. 1 *Contour Map “FA” Field*

Berdasarkan gambar di atas, dapat diyakini bahwa perencanaan penambahan sumur infill dilakukan di puncak antiklin dengan nilai permeabilitas dan porositas paling besar, sehingga mampu mempercepat produksi lapangan. **Gambar 3.2** berikut merupakan gambar grafik pembagian rock region atau rock type berdasarkan distribusi permeabilitas batuan.

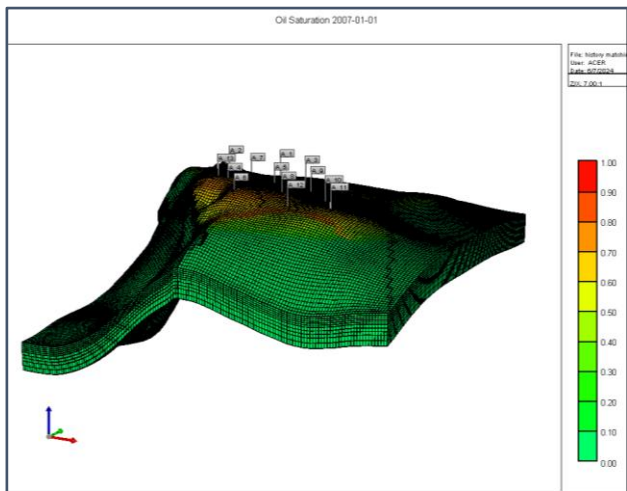


Gambar 3. 2 Rock Region Distribution “FA” Field

Berdasarkan **Gambar 3.2** yang memuat tentang pembagian rock type ke dalam tiga bagian yang berbeda berdasarkan distribusi permeabilitas batuan. Pada region dengan permeabilitas yang besar, dilakukan perencanaan untuk menambah sumur infill yang bertujuan untuk mempercepat produksi lapangan dengan menyisipkan 1 sumur di tengah-tengah sumur existing.

Setelah melakukan pembagian pada ketiga region tersebut, langkah berikutnya adalah melakukan pengolahan data SCAL. Dengan merinci pengolahan data ini di lapangan "FA", data dari sampel *core* disesuaikan untuk mendapatkan persamaan yang akan digunakan

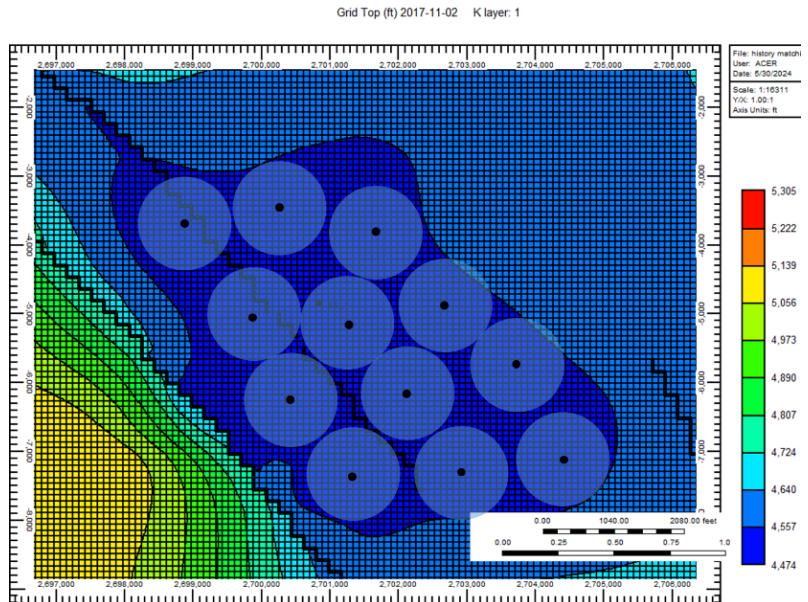
untuk menentukan distribusi permeabilitas relatif dan tekanan kapiler dari tiga region yang sebelumnya ditetapkan dalam pengolahan data RCAL. Untuk lebih jelasnya, peta iso saturasi Lapangan FA yang digunakan dalam menentukan titik infill dapat dilihat pada **Gambar 3.3** berikut.



Gambar 3. 3 Oil Saturation Map of “FA” Field

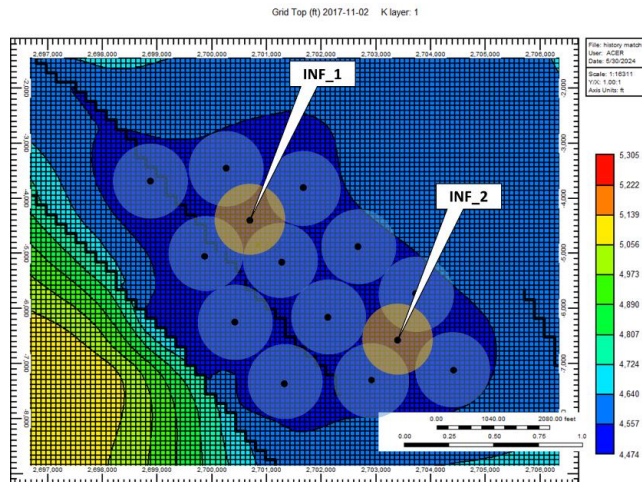
Berdasarkan analisis peta iso saturasi dapat disimpulkan bahwa pada kedalaman 4541.0 ft – 4550.3 ft memiliki nilai saturasi minyak yang baik hingga akhir forecasting sehingga cocok untuk dilakukan penambahan sumur infill pada titik yang sudah ditentukan.

Peta Bubble sangat diperlukan dalam menentukan jari-jari pengurasan setiap sumur existing di lapangan. Dengan melakukan analisa terhadap jari-jari pengurasan setiap sumur, maka produksi dapat dimaksimalkan dengan mempertimbangkan jarak antarsumur. Peta bubble lapangan “FA” dapat dilihat pada **Gambar 3.4** berikut.



Gambar 3. 4 Bubble map field “FA”

Berdasarkan **Gambar 3.4** Dapat dilihat bahwa pada lapangan FA terdapat 13 sumur pengembangan yang sudah dibor dan masih terdapat titik yang mampu dikembangkan dengan melakukan penambahan sumur infill untuk mempercepat produksi lapangan. Berdasarkan analisa bubble map inilah ditentukan dua titik penambahan sumur infill potensial yang dapat dilakukan untuk mempercepat produksi lapangan. Kedua titik penambahan sumur infill tersebut dapat dilihat pada **Gambar 3.5** berikut.



Gambar 3.5 Bubble Map dengan 2 Kandidat Lokasi Sumur Infill “FA” Field

Berdasarkan **Gambar 3.5** Dapat dilihat bahwa terdapat dua lokasi yang dapat digunakan sebagai titik penambahan sumur infill untuk mempercepat produksi lapangan. Pada lokasi Sumur infill INF_1 dapat dilihat bahwa terdapat empat sumur sekitarnya yang beraturan jari-jari radius pengurasannya, yaitu sumur A_1, A_3, A_5, dan A_7 sehingga secara teoritis akan memengaruhi produksi dari masing-masing sumur yang terpengaruh. Sedangkan pada lokasi Sumur infill INF_2 hanya terdapat tiga sumur sekitarnya yang beraturan jari-jari radius pengurasannya, yaitu sumur A_10, A_11, dan A_12.

3.3 Prediksi Peningkatan dan Pengaruh Produksi Setelah Penambahan Sumur Infill

Langkah awal sebelum menjalankan simulasi pada Reservoir Lapangan "FA" melibatkan persiapan data yang diperlukan untuk keperluan simulasi tersebut. Data-data yang esensial untuk simulasi termasuk data geologi, karakteristik batuan dan fluida reservoir, serta data historis produksi dan tekanan reservoir. Sebelum memasukkan data ke dalam simulator reservoir, diperlukan pengolahan data SCAL (*Special Core Analysis*) dan RCAL (*Routine*

Core Analysis) dari sampel core yang telah diambil dari bawah permukaan. Data RCAL yang diproses akan menghasilkan pengelompokan batuan berdasarkan keseragaman permeabilitas, yang disebut sebagai "*rock region*." Penentuan *Rock region* dilakukan untuk mengetahui persebaran properties reservoir.

Proses inisialisasi merupakan evaluasi ulang terhadap data yang dimasukkan ke dalam simulator, yang melibatkan penyesuaian data simulasi dengan kondisi awal atau pencocokan perhitungan simulasi reservoir dengan data aktual. Dalam konteks ini, pencocokan dilakukan untuk memastikan bahwa jumlah minyak di tempat (*Oil in place*) hasil simulasi sejajar dengan hasil perhitungan volumetrik. Inisialisasi dilakukan untuk menyelaraskan antara OOIP volumetrik dengan hasil simulasi. Berdasarkan hasil perhitungan OOIP menggunakan metode volumetrik dengan hasil sebesar 12.73 MMSTB dan hasil simulasi sebesar 12.73 MMSTB. Berdasarkan hasil ini, maka %error dari hasil simulasi dan volumetrik sebesar 0.0014% dengan maksimum %error toleransi dibawah 1%, sehingga hasil simulasi selaras.

History matching adalah proses menyelaraskan model simulasi dengan kondisi aktual berdasarkan data parameter yang dapat diukur selama suatu periode waktu, dengan cara mengubah parameter yang bersifat dinamis untuk mencapai keselarasan. Hasil dari simulasi reservoir menunjukkan ketidakselarasan antara sejarah produksi dan perhitungan model. Untuk menyelaraskan sejarah produksi, perubahan diperlukan pada data SCAL untuk menyesuaikan laju alir produksi minyak, gas, dan air dengan mengubah parameter seperti Kro, Krg, dan Krw. *History matching* lapangan “FA” dilakukan mulai tanggal 1 Januari 2007 – 1 Januari 2024 dengan melakukan *plotting* parameter *rate* kumulatif produksi minyak, air, dan gas pada Lapangan “FA”. Hasil *history matching* Lapangan “FA” dapat dilihat pada **Tabel 3-2** berikut.

**Tabel 3- 2 *History Rate Production* Lapangan “FA”
dari 7 Sumur Pengamatan**

DATE	Oil Rate SC - Yearly	Water Rate SC -Yearly
	(bbl/day)	(bbl/day)
2007	137.7925	198.29
2008	237.6853	343.74
2009	307.8323	447.40
2010	369.9000	540.29
2011	476.5453	695.72
2012	541.0150	770.13
2013	531.3795	773.19
2014	522.0302	766.40
2015	513.2311	769.32
2016	503.7902	762.12
2017	494.4166	755.98
2018	489.4399	819.39
2019	483.5755	868.75
2020	473.2769	847.98
2021	463.1914	830.58
2022	452.2250	799.25
2023	440.7813	760.37
2024	430.9144	746.42

Berdasarkan **Tabel 3-2** dapat dilihat terdapat penurunan rate produksi setiap tahun pada lapangan, sehingga perlu dilakukan optimasi lebih lanjut dan dilakukan percepatan produksi untuk memaksimalkan produksi yang dapat diperoleh dari lapangan. Berdasarkan analisis peta bubble dengan memperhatikan oil per unit area, dilakukan penempatan sumur infilll. Berdasarkan peta bubble, lokasi penambahan sumur infilll mempengaruhi jari-jari pengurasan sumur-sumur

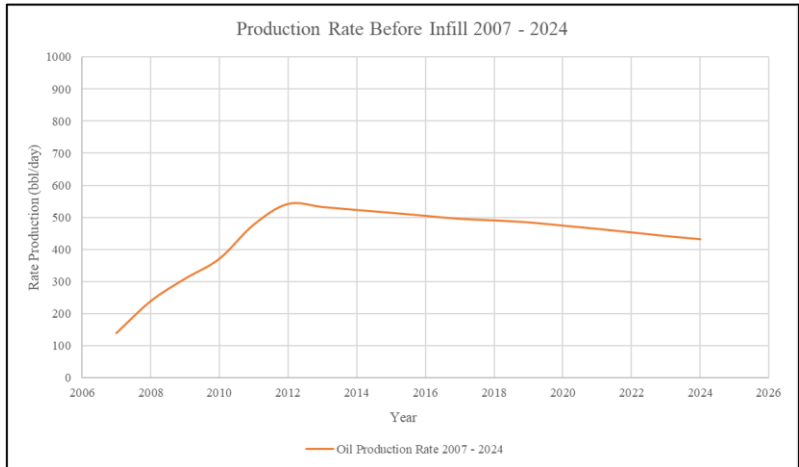
sekitarnya, antara lain: Sumur A_1, A_3, A_5, A_7, A_10, A_11, dan A_12. **Tabel 3-3** berikut merupakan tabulasi rate produksi dari ketujuh sumur tersebut sebelum dilakukan penambahan sumur infilll.

Tabel 3- 3 Well Rate Production History untuk 7 Sumur Pengamatan

DATE	A_1		A_3		A_5		A_7		A_10		A_11		A_12	
	Oil (bbl/day)	Water (bbl/day)	Oil (bbl/day)	Water (bbl/day)	Oil (bbl/day)	Water (bbl/day)	Oil (bbl/day)	Water (bbl/day)	Oil (bbl/day)	Water (bbl/day)	Oil (bbl/day)	Water (bbl/day)	Oil (bbl/day)	Water (bbl/day)
2007	137.79	198.29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	119.56	172.91	118.13	170.83	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	103.58	150.54	102.33	148.73	101.92	148.13	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	92.48	135.07	91.37	133.45	91.00	132.91	95.06	138.85	0	0	0	0	0	0
2011	87.93	129.07	86.87	127.52	86.52	127.01	90.39	132.68	32.64	72.01	92.20	107.43	0	0
2012	86.46	128.72	86.21	127.17	85.86	126.66	89.70	132.32	32.55	70.40	90.64	106.39	69.61	78.48
2013	84.57	130.55	82.99	128.98	84.57	128.46	88.57	134.20	33.01	68.79	89.08	105.34	68.61	76.87
2014	82.95	129.92	80.41	128.36	83.14	127.84	87.56	133.55	32.85	67.18	87.52	104.30	67.60	75.26
2015	81.27	131.71	77.83	130.13	81.80	129.61	86.48	135.40	33.31	65.57	85.96	103.26	66.59	73.65
2016	79.59	130.98	75.25	129.41	80.44	128.88	85.41	134.64	33.12	63.96	84.40	102.21	65.58	72.04
2017	77.91	130.51	72.67	128.94	79.08	128.42	84.35	134.16	33.00	62.35	82.84	101.17	64.57	70.43
2018	76.23	147.43	70.09	145.66	77.72	145.07	83.28	151.55	37.28	60.74	81.28	100.13	63.57	68.82
2019	74.55	160.83	67.51	158.90	76.36	158.26	82.22	165.34	40.67	59.13	79.72	99.08	62.56	67.21
2020	72.87	156.71	64.93	154.82	75.00	154.20	81.15	161.09	39.63	57.52	78.16	98.04	61.55	65.60
2021	71.19	153.42	62.35	151.58	73.64	150.97	80.08	157.72	38.80	55.91	76.60	97.00	60.54	63.99
2022	69.50	146.65	59.77	144.89	72.28	144.31	79.02	150.76	37.09	54.30	75.04	95.95	59.53	62.38
2023	67.82	138.00	57.19	136.34	70.92	135.79	77.95	141.86	34.90	52.69	73.48	94.91	58.52	60.78
2024	66.14	135.58	54.61	133.95	69.56	133.41	76.89	139.37	34.29	51.08	71.92	93.87	57.52	59.17

Berdasarkan **Tabel 3-3** dapat dilihat bahwa *history matching* dilakukan dari tahun 2007 hingga tahun 2024 (17 tahun) dan terdapat penurunan yang signifikan terhadap laju produksi minyak dan air tahunan di lima tahun pertama pada Lapangan “FA” sehingga perlu dilakukan optimasi untuk meningkatkan laju produksi lapangan dengan menggunakan penambahan sumur infilll produksi pada Lapangan “FA”. **Gambar 5** dan **Gambar 6**

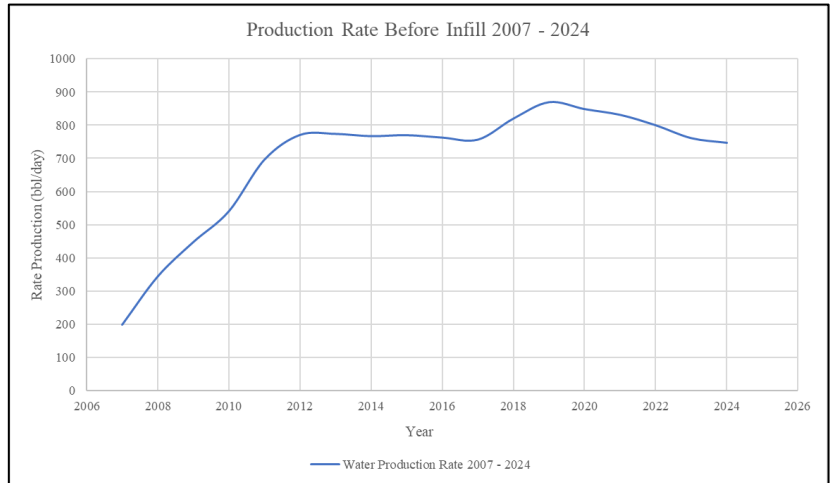
merupakan hasil histpry matching rate untuk minyak dan air Lapangan “FA”.



Gambar 3. 6 Oil Production Rate History Graphic

Berdasarkan **Gambar 3.6** dapat disimpulkan bahwa hasil simulasi terdapat penurunan yang signifikan terhadap laju produksi minyak dan air tahunan di lima tahun pertama pada Lapangan “FA” sehingga perlu dilakukan optimasi untuk meningkatkan laju produksi lapangan dengan menggunakan penambahan sumur infill produksi pada Lapangan “FA”. Water production rate lapangan FA

pada saat history matching dapat dilihat pada **Gambar 3.7** berikut.



Gambar 3. 7 Water Production Rate History Graphic

Berdasarkan **Gambar 8**, dapat disimpulkan bahwa hasil simulasi antara data *history rate* produksi minyak Lapangan “FA” dengan data model geologi sudah selaras sehingga dapat digunakan dalam menentukan prediksi simulasi penambahan sumur *infill*.

Sebelum melibatkan diri dalam skenario pengembangan, langkah awalnya adalah melakukan running basecase. Dalam skenario ini, tidak ada kegiatan pengembangan yang dilakukan sama sekali (*no future*

action). Pada fase ini, simulator dijalankan selama 10 tahun untuk mengevaluasi performa produksi lapangan tanpa adanya rencana pengembangan.

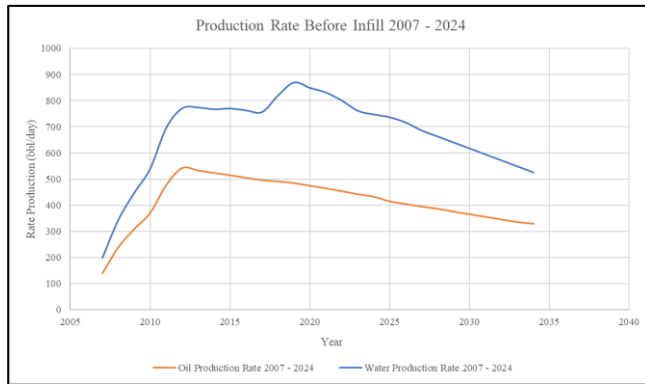
A. Skenario 1 (*Basecase*)

Hasil prediksi *basecase* akan digunakan sebagai acuan pembandingan dalam perencanaan skenario selanjutnya, sehingga dapat diketahui jumlah kenaikan perolehan minyak dan *Recovery Factor* lapangan “FA” tanpa adanya skenario pengembangan apapun. Hasil rate minyak dan air lapangan dari tahun 2007 hingga tahun 2034 tanpa adanya skenario pengembangan dapat dilihat pada **Tabel 3.4** berikut.

Tabel 3- 4 Base Case Oil and Water Rate

DATE	Oil Rate SC - Yearly	Water Rate SC -Yearly	DATE	Oil Rate SC - Yearly	Water Rate SC -Yearly
	(bbl/day)	(bbl/day)		(bbl/day)	(bbl/day)
2007	137.79	198.29	2021	463.19	830.58
2008	237.69	343.74	2022	452.23	799.25
2009	307.83	447.40	2023	440.78	760.37
2010	369.90	540.29	2024	430.91	746.42
2011	476.55	695.72	2025	413.34	735.73
2012	541.02	770.13	2026	403.46	715.75
2013	531.38	773.19	2027	392.93	685.05
2014	522.03	766.40	2028	385.08	662.15
2015	513.23	769.32	2029	373.75	639.25
2016	503.79	762.12	2030	363.98	616.35
2017	494.42	755.98	2031	353.81	593.45
2018	489.44	819.39	2032	343.90	570.55
2019	483.58	868.75	2033	333.98	547.65
2020	473.28	847.98	2034	327.56	524.75
NP (MMSTB)					4.22

Tabel 3.4 merupakan tabel rate minyak dan air pada skenario basecase dengan asumsi tidak ada optimasi pengembangan apapun selama periode simulasi dari 2024 – 2034 (10 Tahun) dan diperoleh penurunan rate produksi minyak dan air lapangan seiring waktu sumur diproduksi. **Gambar 3.8** merupakan hasil plot *rate* minyak *basecase* pada hingga akhir Januari 2042 untuk melihat performa produksi sampai akhir prediksi tanpa melakukan kegiatan optimasi apapun.

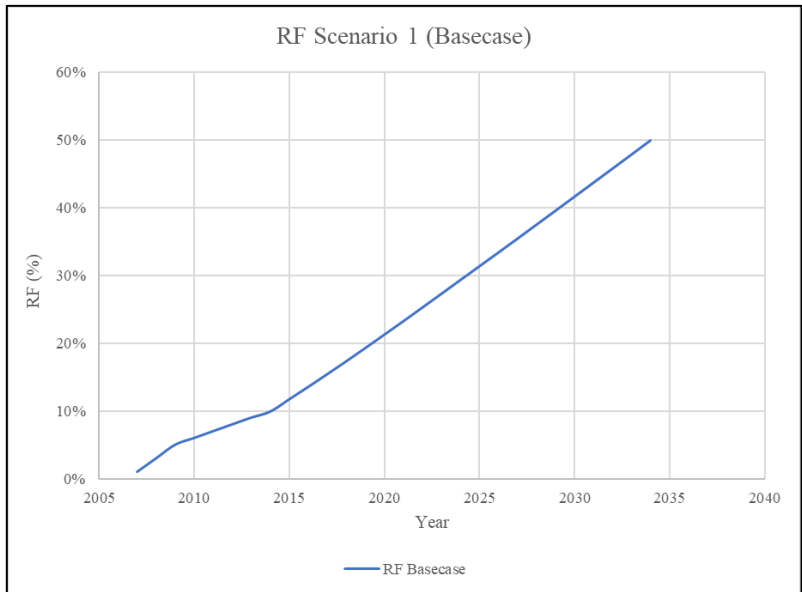


Gambar 3. 8 Base Case Oil and Water Rate “FA” Field

Berdasarkan grafik pada **Gambar 3.8** didapatkan hasil rate dari total 7 sumur pengamatan, diperoleh komulatif minyak sebesar 4.22 MMSTB, sehingga nilai recovery factor dapat ditentukan dengan perhitungan sebagai berikut.

$$\begin{aligned}
 RF &= NP / OOIP \times 100\% \\
 &= 4.22 \text{ MMSTB} / 12.73 \text{ MMSTB} \times 100\% \\
 &= 32.15\%
 \end{aligned}$$

Hasil perolehan nilai *Recovery Factor* Lapangan “FA” dapat dilihat pada **Gambar 3.9**



Gambar 3. 9 Base Case Recovery Factor Result Value “FA” Field

Berdasarkan **Gambar 3.9** dapat disimpulkan bahwa pada skenario basecase dengan tidak melakukan optimasi produksi apapun didapatkan nilai recovery factor lapangan sebesar 50%.

B. Skenario 2 (Baseline + 1 Sumur Infill)

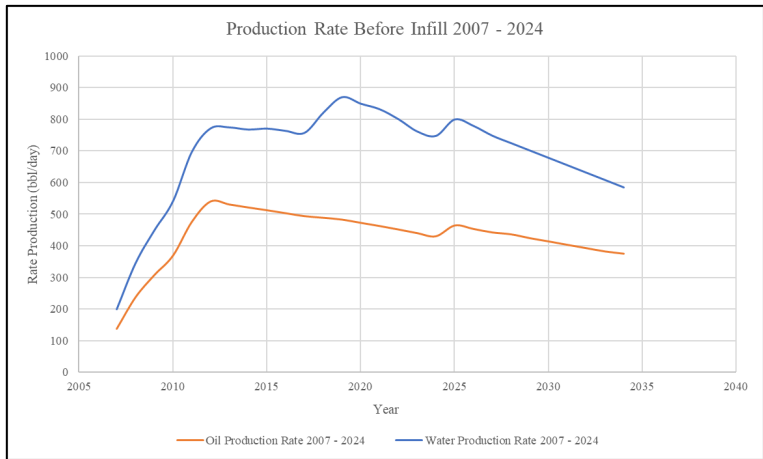
Pada skenario ini dilakukan dengan melakukan simulasi. Berikut merupakan tabulasi rate minyak yang

diperoleh setelah dilakukan penambahan 1 sumur infill untuk memaksimalkan perolehan minyak. Simulasi dilakukan dengan melakukan penambahan 1 sumur infill berdasarkan analisis peta iso saturasi untuk melihat saturasi minyak pada titik infill yang ditentukan. Berdasarkan hasil simulasi diperoleh laju produksi baru yang dapat dilihat pada Tabel 3-5 berikut.

Tabel 3- 5 Oil and Water Production Rate After Adding 1 Infill Well

DATE	Oil Rate SC - Yearly (bbl/day)	Water Rate SC - Yearly (bbl/day)	DATE	Oil Rate SC - Yearly (bbl/day)	Water Rate SC - Yearly (bbl/day)
2007	137.79	198.29	2021	463.19	830.58
2008	237.69	343.74	2022	452.23	799.25
2009	307.83	447.40	2023	440.78	760.37
2010	369.90	540.29	2024	430.91	746.42
2011	476.55	695.72	2025	465.00	798.28
2012	541.02	770.13	2026	453.92	777.79
2013	531.38	773.19	2027	443.00	746.92
2014	522.03	766.40	2028	436.96	723.42
2015	513.23	769.32	2029	424.84	700.15
2016	503.79	762.12	2030	414.49	676.85
2017	494.42	755.98	2031	403.75	653.54
2018	489.44	819.39	2032	393.27	630.23
2019	483.58	868.75	2033	382.78	606.92
2020	473.28	847.98	2034	375.79	583.61
NP (MMSTB)					4.4

Berdasarkan tabel didapatkan rate produksi terakhir pada tahun 2034 sebesar 375 bbl/day dan NP sebesar 4.40 MMSTB. Hasil grafik perolehan Rate Minyak dan Air pada Skenario 2 pada Lapangan “FA” dapat dilihat pada **Gambar 3.10** berikut.

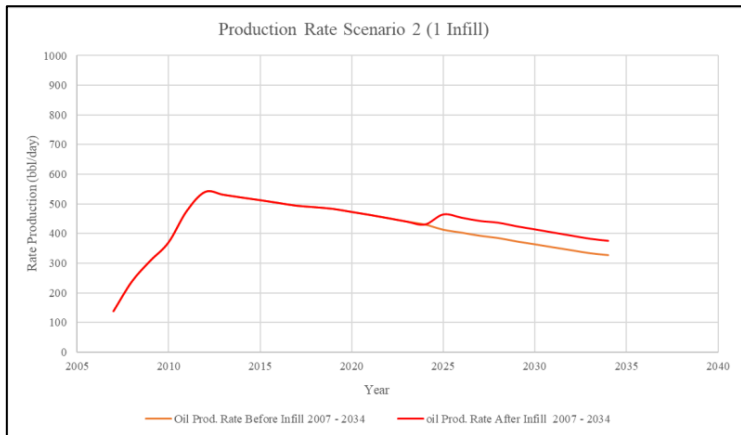


**Gambar 3. 10 Oil and Water Production Rates
Scenario 2**

Berdasarkan **Gambar 3.10**, dapat dilihat bahwa terjadi penurunan rate produksi minyak dan air seiring waktu sumur diproduksi dan pada tahun pertama setelah dilakukan penambahan sumur infilll dengan total produksi kumulatif minyak sebanyak 4.40 MMSTB, sehingga recovery factor lapangan “FA” untuk skenario 2 dengan penambahan 1 sumur infilll dapat diperoleh dengan perhitungan sebagai berikut.

$$\begin{aligned}
 RF &= NP / OOIP \times 100\% \\
 &= 4.40 \text{ MMSTB} / 12.73 \text{ MMSTB} \times 100\% \\
 &= 34.56\%
 \end{aligned}$$

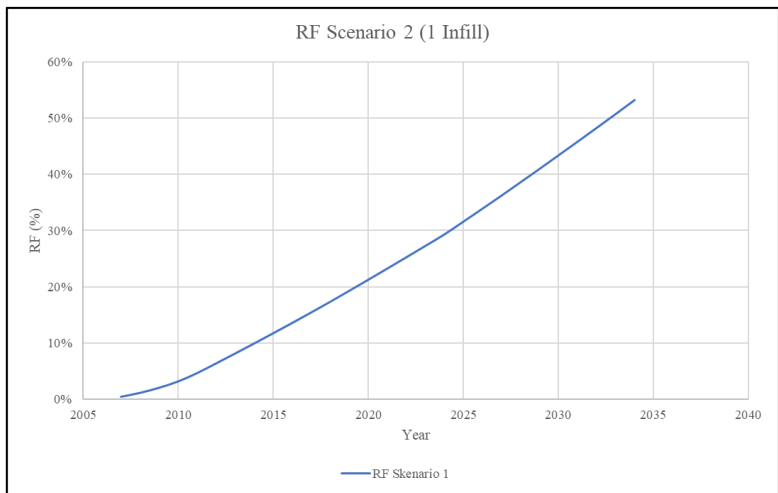
Sedangkan untuk perbandingan rate produksi minyak sebelum dan sesudah dilakukan penambahan 1 sumur infill dapat dilihat pada **Gambar 10**. berikut.



Gambar 3. 11 Comparison of Oil Production Rates Before and After Adding 1 Infill Well

Berdasarkan **Gambar 3.11** dapat disimpulkan bahwa penambahan 1 sumur *infill* meningkatkan perolehan laju produksi minyak lapangan tertinggi sebesar 34 bbl/day dari 430 bbl/day menjadi 464 bbl/day pada tahun produksi

pertama setelah penambahan 1 sumur *infill*. Sedangkan untuk grafik perolehan nilai recovery factor Lapangan “FA” dengan melakukan penambahan 1 sumur *infill* dapat dilihat pada **Gambar 3.12**.



Gambar 3. 12 Recovery Factor Value Result for the Scenario of Adding 1 Infill Well in "FA" Field

Berdasarkan **Gambar 3.12**, dapat disimpulkan bahwa terdapat kenaikan nilai recovery factor lapangan setelah dilakukan penambahan sumur *infill* dari semula 50% menjadi 53%, dengan demikian diperoleh incremental

recovery factor sebesar 3.6% pada skenario penambahan 1 sumur infill.

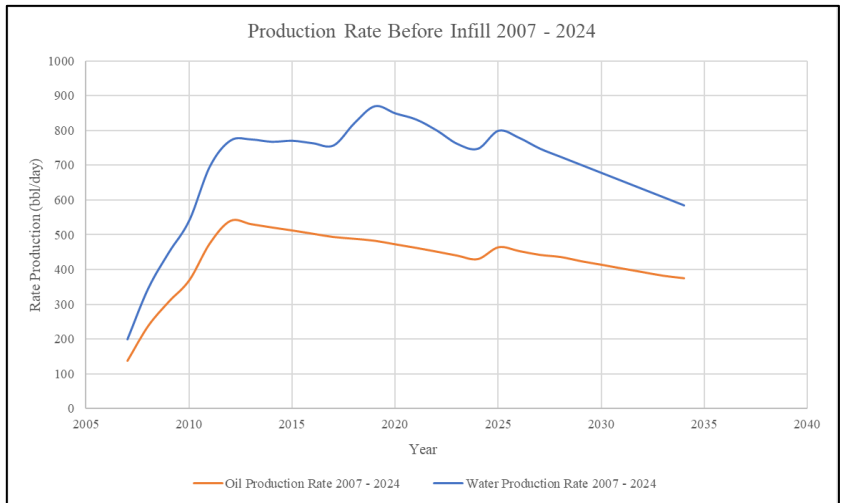
C. Skenario 3 (*Baseline + 2 Sumur Infill*)

Pada skenario ini dilakukan dengan melakukan simulasi. Berikut merupakan tabulasi rate minyak yang diperoleh setelah dilakukan penambahan 2 sumur infill untuk memaksimalkan perolehan minyak. Simulasi dilakukan dengan melakukan penambahan 2 sumur infill berdasarkan analisis peta iso saturasi untuk melihat saturasi minyak pada titik infill yang ditentukan. Berdasarkan hasil simulasi diperoleh laju produksi baru yang dapat dilihat pada **Tabel 3-6** berikut.

Tabel 3- 6 Recovery Factor Value Result for the Scenario of Adding 1 Infill Well in "FA" Field

DATE	Oil Rate SC - Yearly (bbl/day)	Water Rate SC -Yearly (bbl/day)	DATE	Oil Rate SC - Yearly (bbl/day)	Water Rate SC -Yearly (bbl/day)
2007	137.79	198.29	2021	463.19	830.58
2008	237.69	343.74	2022	452.23	799.25
2009	307.83	447.40	2023	440.78	760.37
2010	369.90	540.29	2024	430.91	746.42
2011	476.55	695.72	2025	510.75	864.16
2012	541.02	770.13	2026	497.68	839.83
2013	531.38	773.19	2027	484.88	808.78
2014	522.03	766.40	2028	474.94	782.67
2015	513.23	769.32	2029	460.87	757.39
2016	503.79	762.12	2030	448.61	732.09
2017	494.42	755.98	2031	435.94	706.78
2018	489.44	819.39	2032	423.54	681.46
2019	483.58	868.75	2033	411.13	656.15
2020	473.28	847.98	2034	402.21	630.83
NP (MMSTB)					4.53

Berdasarkan tabel didapatkan rate produksi terakhir pada tahun 2034 sebesar 402 bbl/day dan NP sebesar 4.53 MMSTB. Hasil grafik perolehan *Rate* Minyak dan Air pada Skenario 2 pada Lapangan “FA” dapat dilihat pada **Gambar 3.13** berikut.

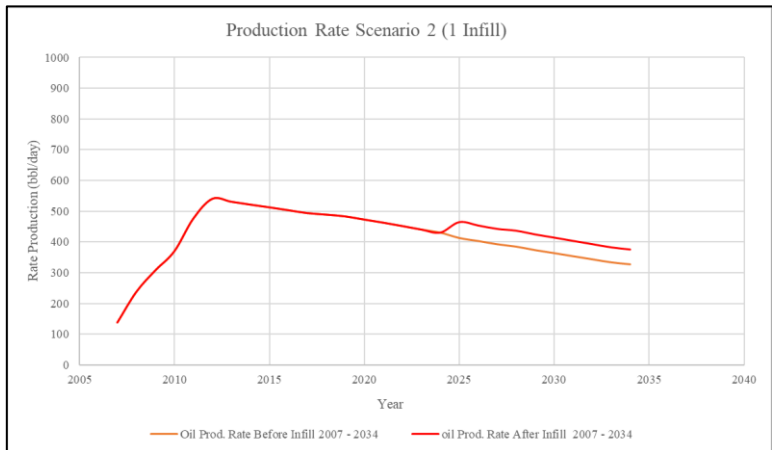


**Gambar 3. 13 Oil and Water Production Rates
Scenario 3**

Berdasarkan **Gambar 3.13.** dapat dilihat bahwa terjadi penurunan rate produksi minyak dan air seiring waktu sumur diproduksi dan pada tahun pertama setelah dilakukan penambahan sumur infilll dengan total produksi kumulatif minyak sebanyak 4.53 MMSTB, sehingga recovery factor lapangan “FA” untuk skenario 3 dengan penambahan 2 sumur infilll dapat diperoleh dengan perhitungan sebagai berikut.

$$\begin{aligned}
 \text{RF} &= \text{NP} / \text{OOIP} \times 100\% \\
 &= 4.53 \text{ MMSTB} / 12.73 \text{ MMSTB} \times 100\% \\
 &= 36\%
 \end{aligned}$$

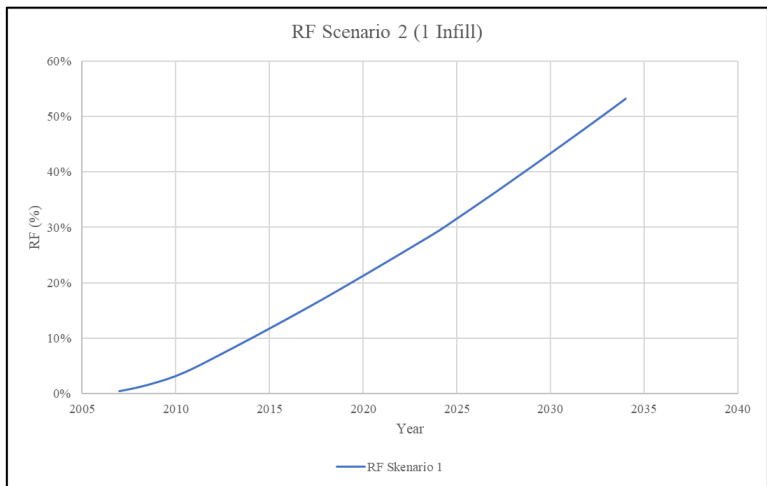
Sedangkan untuk perbandingan rate produksi minyak sebelum dan sesudah dilakukan penambahan 1 sumur infill dapat dilihat pada **Gambar 3.14** berikut.



Gambar 3. 14 . Comparison of Oil Production Rates Before and After Adding 2 Infill Wells

Berdasarkan **Gambar 3.14** dapat disimpulkan bahwa penambahan 2 sumur *infill* meningkatkan perolehan laju produksi minyak lapangan tertinggi sebesar 80 bbl/day dari 430 bbl/day menjadi 510 bbl/day pada tahun produksi pertama setelah penambahan 2 sumur *infill*. Sedangkan

untuk grafik perolehan nilai recovery factor Lapangan “FA” dengan melakukan penambahan 2 sumur infilll dapat dilihat pada **Gambar 3.15**



Gambar 3. 15 Recovery Factor Value Result for the Scenario of Adding 1 Infilll Well in "FA" Field

Berdasarkan **Gambar 14.** dapat disimpulkan bahwa terdapat kenaikan nilai recovery factor lapangan setelah dilakukan penambahan sumur infilll dari semula 50% menjadi 56%, dengan demikian diperoleh incremental recovery factor sebesar 6% pada skenario penambahan 2 sumur infilll.

BAB IV

APLIKASI PERENCANAAN SUMUR INFILL

Lumpu Dalam pendesainan sumur ini, penulis mendesain skema dan teknis pemboran sumur usulan *infill* TA pada suatu rencana pengembangan lapangan migas dengan memiliki perencanaan *well trajectory*, semen pemboran, lumpur pemboran, dan material yang digunakan akan aman dari masalah yang dapat ditimbulkan.

4.1 Perencanaan Trajectory Sumur T-7

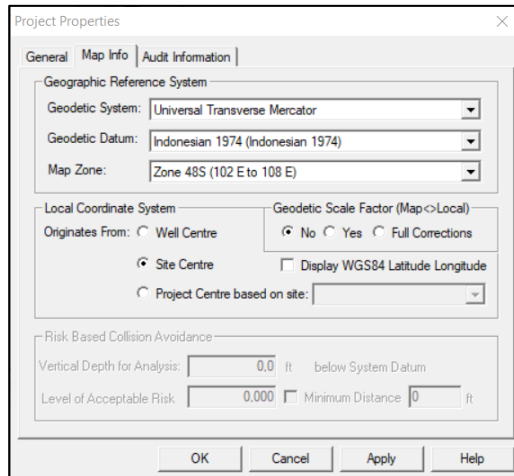
Untuk melakukan perencanaan *trajectory*, dibutuhkan data koordinat permukaan sumur dan data koordinat *sub Surface* target sumur, serta data-data pendukung lain. Dalam perencanaan *trajectory* digunakan *software COMPASS*. Data-data pendukung lain yang diperlukan, yaitu sebagai berikut:

Geodetic System = Universal Transverse Mercator
Geodetic Datum = Indonesian 1974 (Indonesian 1974)
Map Zone = Zone 48S (102 E to 108 E)

Data-data pendukung tersebut dibutuhkan untuk menjadi *geographic reference system* bagi sumur-sumur yang akan dibuat agar hasil perencanaan dari simulasi yang didapatkan sesuai dengan kondisi nyata di lapangan.

4.1.1 Perencanaan Lokasi Sumur

Perencanaan lokasi sumur merupakan pengerjaan awal dari *planning phase* yang dilakukan. Perencanaan lokasi sumur dibantu dengan menggunakan *software* COMPASS yang diisi sesuai dengan data-data pendukung yang sudah didapatkan.

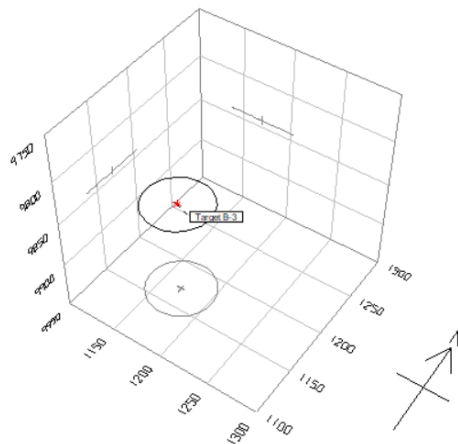


Gambar 4. 1 Site Location Properties

Berdasarkan **Gambar 4.1**, dapat dilihat bahwa data-data yang diinput telah sesuai dengan data-data pendukung, seperti *geodetic system* yang menggunakan *Universal Transverse Mercator* (UTM), *Indonesian 1974 (Indonesian 1974)* sebagai *geodetic datum*, dan *map zone* di *Zone 48S* yang sesuai dengan *site location*. Setelah *site location properties*, selanjutnya adalah memasukkan data-data pendukung lain ke dalam *well properties* yang berfungsi untuk menjadi lokasi tempat sumur akan dibor. Selanjutnya yaitu memasukkan data-data koordinat permukaan dari sumur ke dalam *wellhead location*.

4.1.2 Perencanaan Pembuatan *Wellpath* dengan Metode Tiga Dimensi

Untuk melakukan perencanaan *wellpath* dengan menggunakan metode tiga dimensi, perlu dilakukan penginputan data-data koordinat dari target sumur masing-masing. Data-data target ini merupakan data *subSurface* yang berupa titik-titik yang nantinya akan menjadi acuan dalam pembuatan *trajectory* sumur. Berikut merupakan hasil penginputan target pada sumur T-7 dalam bentuk tiga dimensi yang dapat dilihat pada **Gambar 4.2**.



Gambar 4. 2 Target Pada Sumur T-7 dalam 3D View

4.2 Perencanaan Desain Lumpur Pemboran

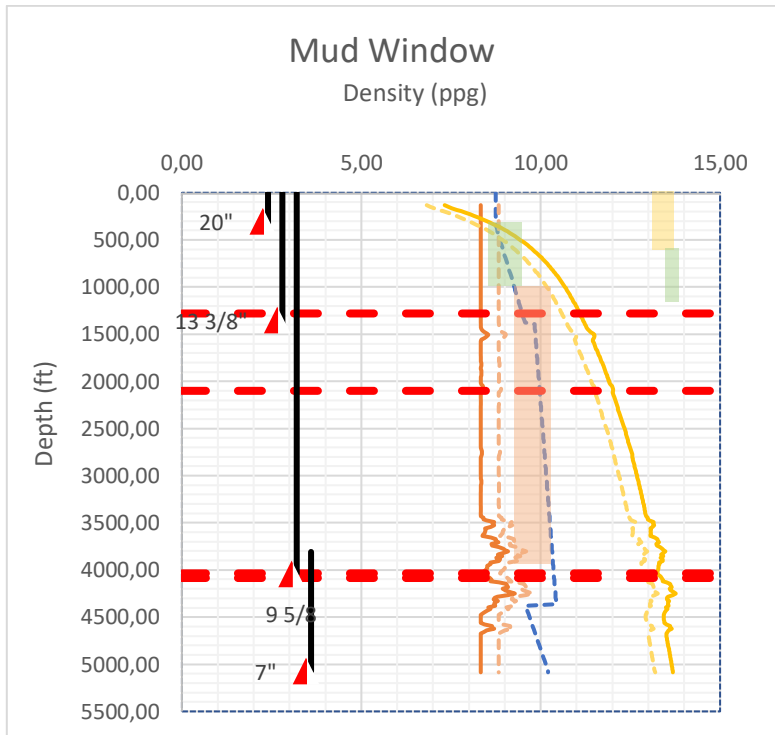
Perencanaan lumpur pemboran pada sumur T-7 didesain dengan 3 tahapan pengerjaan yaitu desain *mud weight*, komposisi dan aditif pada lumpur, serta volume lumpur pada setiap *section*.

4.2.1 Desain Lumpur dan *Casing Setting depth*

Tahapan dalam mendesain *mud weight* dilakukan dengan melakukan *plotting* grafik PPFG yang mana data *plotting pore pressure* dan *fracture pressure* diambil dari sumur *existing* pada Lapangan TA. *safety margin* pada *pore pressure* dimana 0,5 ppg lebih besar dan *safety margin fracture pressure* dimana 0,5 ppg lebih kecil perlu dilakukan *plotting* juga sehingga didapatkan *range mud weight* yang aman *per section*. Pendesainan *mud weight* dapat dilihat pada **Gambar 4.3**. Data *range mud weight per section* dapat dilihat pada **Tabel 4-1**.

Tabel 4- 1 Desain Mud Weight Sumur T-7

Section (OH)	Depth		Range Mud Weight		
	m	ft	ppg		
26"	0	328,08	0	-	8,75
17-1/2"	329	1377,95	8.75	-	9,56
12-1/4"	1378	4038,71	9,83	-	10,37
8-1/2"	4039	5072,17	9,58	-	10,43



Gambar 4. 3 Desain Mud Window Sumur T-7

4.2.2 Desain Komposisi Lumpur Pemboran

Desain komposisi lumpur pemboran *per section* pada sumur T-7 ditunjukkan pada **Tabel 4-2**. Komposisi lumpur pemboran sumur T-7 d4alidasi melalui hasil uji lab pada sumur *existing* di lapangan TA.

Bentonite merupakan mineral *clay* yang berfungsi untuk menaikkan viskositas dan *filtration control* lumpur pemboran tapi aditif ini dapat bereaksi dengan *clay*, tidak efektif pada temperatur tinggi dan bakteri sehingga perlu dikombinasikan dengan aditif lain. *caustic soda* umumnya digunakan pada *water based mud* yang berfungsi untuk menjaga pH dan alkalinitas tapi bersifat cukup berbahaya karena bersifat panas ketika bereaksi dengan air. *Xanthan gum* digunakan untuk mengurangi pengaruh salinitas dalam lumpur, bereaksi dengan *clay* untuk menggumpalkan *clay*, dan bagus untuk mengangkat *cutting* dengan densitas lumpur kecil dan mudah terlarut dalam air tapi tidak efektif pada temperatur yang tinggi. *Barite* atau *Barium Sulfate* [BaSO₄] merupakan aditif lumpur yang berfungsi sebagai *weighting agent* untuk menaikkan nilai densitas lumpur. *Pottaisum chloride* mengandung ion (K⁺) yang bereaksi terhadap shale sehingga dapat

mencegah *sloughing shale*. *Starch* NF digunakan sebagai *fluid loss control* karena sifatnya yang tidak terlarut dalam air. *Starch* terbuat dari sayuran, biji-bijian, atau umbi-umbian sehingga rentan terhadap perkembangbiakan bakteri. *Biocide* merupakan aditif untuk mencegah perkembangbiakan bakteri yang dapat merusak fungsi dari beberapa aditif seperti *xanthan gum* dan *starch*. *PAC-LV* adalah polimer selulosa polianionik yang berfungsi sebagai *filtration loss control material*. Aditif ini akan bereaksi dengan air tawar ataupun air asin yang akan membentuk koloid yang menghambat hidrasi pada formasi yang sensitif dengan air seperti shale dan aditif ini dapat membentuk lapisan tipis pada mud yang dapat mengurangi *differential sticking*. *Soltex* berfungsi untuk menstabilkan sifat fisik KCL-polimer pada temperatur tinggi.

**Tabel 4- 2 Desain Komposisi Lumpur Pemboran
Sumur T-7**

Section OH	Mud Density		Mud Addit4e
	ppg		
26"	0	8,75	Bentonite, caustic soda, xanthan gum
17-1/2"	8,7 5	9,56	Bentonite, caustic soda, Barite, pottaisum chloride, starch NF, PAC-LV, xanthan gum, Biocide
12-1/4"	9,8 3	10,37	Bentonite, caustic soda, Barite, pottaisum chloride, starch NF, PAC-LV, xanthan gum, Biocide, soltex.
8-1/2"	9,5 8	10,43	Bentonite, caustic soda, Barite, pottaisum chloride, NF, PAC-LV, xanthan gum, Biocide, soltex.

4.2.3 Perencanaan Volume Lumpur Pemboran

Desain volume lumpur pemboran membutuhkan beberapa data dalam menghitung kebutuhan volume lumpur *per section* pada sumur T-7. Tahapan pengerjaan volume lumpur pada setiap *section* sama. Pembahasan kali ini akan menggunakan contoh *Intermediate section*. Proses

perhitungan volume lumpur dan data-data yang dibutuhkan adalah:

1. Menyiapkan data-data *casing per section*.

$$\begin{aligned} \text{Interval casing section} &= 1377,95 \text{ ft} - \\ &4038,71 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\text{Previous casing shoe depth} = 1377,95 \text{ ft}$$

$$\text{Hole size} = 12\text{-}1/4''$$

$$\text{Casing size} = 9\text{-}5/8''$$

$$\text{Pounder casing} = 40 \text{ lb/ft}$$

$$\text{ID casing} = 8\text{-}5/6''$$

$$\text{Excess} = 66\%$$

2. Menghitung kapasitas *open hole*

$$\begin{aligned} \text{Open hole capacity} &= \frac{(\text{Hole Size})^2}{1029,4} \\ &= \frac{(12,25)^2}{1029,4} \\ &= 0,145 \text{ bbl/ft} \end{aligned}$$

3. Menghitung kapasitas *casing*

$$\begin{aligned} \text{Casing capacity} &= \frac{(\text{ID Casing})^2}{1029,4} \\ &= \frac{(8\text{-}5/6)^2}{1029,4} \\ &= 0,0758 \text{ bbl/ft} \end{aligned}$$

4. Menghitung Volume Open Hole

$$\begin{aligned}\text{Open hole volume} &= \text{Interval section} \times 3,281 \times \\ &\quad \text{open hole capacity} \times (1 + \\ &\quad \text{excess}) \\ &= (4038,71 \text{ ft} - 1377,95 \text{ ft}) \\ &\quad \times 0,145 \text{ bbl/ft} \times (1 + \\ &\quad 66\%) \\ &= 644,387 \text{ bbl}\end{aligned}$$

5. Menghitung Previous Casing Volume

$$\begin{aligned}\text{Previous casing volume} &= \text{Previous casing shoe} \\ &\quad \text{depth} \times \text{casing capacity} \\ &= 1377,95 \times 0,0758 \text{ bbl/ft} \\ &= 213 \text{ bbl}\end{aligned}$$

6. Menghitung Total Hole Volume

$$\begin{aligned}\text{Total Hole Volume} &= \text{Open Hole Volume} + \\ &\quad \text{Previous Casing Volume} \\ &= 644,387 \text{ bbl} + 213 \text{ bbl} \\ &= 857,41 \text{ bbl}\end{aligned}$$

7. Menghitung Surface Volume

$$\text{Surface Volume} = 800 \text{ bbl}$$

8. Menghitung *per Well Volume*

$$\begin{aligned} \text{per well volume} &= \text{Total hole volume} + \\ &\text{surface volume} \\ &= 857,41 \text{ bbl} + 800 \text{ bbl} \\ &= 1657,41 \text{ bbl} \end{aligned}$$

9. Menghitung *Total Volume*

$$\begin{aligned} \text{Total volume} &= \text{per well volume} + \text{surface} \\ &\text{loss} \\ &= 1657,41 \text{ bbl} + 100 \text{ bbl} \\ &= 1757,41 \text{ bbl} \end{aligned}$$

Perhitungan volume lumpur pemboran seluruh *section* pada sumur T-7 dapat dilihat pada **Tabel 4-3**.

Tabel 4- 3 Volume Lumpur per Section Sumur T-7

Interval (ft)	Hole Size	Csg Size (In)	Exc (%)	Tot. Hole Vol (Bbl)	Surf Vol (Bbl)	Vol/ Sec (Bbl)	Loss Sur (Bbl)	Tot. Vol (Bbl)
328,08	26	20	100	431,49	800	1231,5	100	1331,5
1049,86	17 1/2	13 3/8	76	667,76	800	1467,7	100	1567,7
2660,76	12 1/4	9 5/8	66	857,41	800	1657,4	100	1757,4
1033,46	8 1/2	7	20	393,69	800	1193,6	100	1293,6

4.3 Perencanaan Casing

Perencanaan casing dilakukan dengan memperhitungkan spesifikasi casing dan perencanaan casing seat Sumur T-7 pada Tabel 4-4.

Tabel 4- 4 Perencanaan Casing Seat Sumur T-7

<i>Section</i>	<i>MD (ft)</i>	<i>Casing Size (in)</i>	<i>Hole Size (in)</i>
<i>Conductor 20"</i>	328,08	20	26
<i>Surface 13-3/8"</i>	1.377,95	13 3/8	17 1/2
<i>Intermediate 9- 5/8"</i>	4.038,71	9 5/8	12 1/4
<i>Production Liner 7"</i>	5.072,18	7	8 1/2

4.3.1 Pendesainan Casing

Perencanaan casing sumur T-7 dimulai dari casing paling atas dan menghitung gaya-gaya yang bekerja pada masing-masing casing seperti di bawah ini.

4.3.2 Casing 13-3/8"

Data-data yang dibutuhkan untuk desain *casing* adalah sebagai berikut:

Diameter <i>casing</i> (OD)	= 13-3/8 inch
Diameter lubang	= 17-1/2 inch
<i>Casing setting depth</i>	= 1.377,95 ft
Tekanan formasi	= 8,83 ppg
<i>Mud density</i>	= 8,75 – 9,56 ppg
Panjang <i>casing</i> (Lc)	= 1.331.39 ft
Densitas semen (<i>Lead</i>)	= 13,82 ppg
Densitas semen (<i>Tail</i>)	= 15,72 ppg
<i>Design factor</i>	
<i>Burst</i>	= 1,1
<i>Collapse</i>	= 1,1
<i>Axial</i>	= 1,3

4.3.2.1 Burst Load

Tekanan *burst* diasumsikan saat terjadi *kick*.

1. Tekanan *Burst* di *shoe* dihitung dengan menggunakan:

$$\begin{aligned} IP@Shoe &= 0,052 \times (Gfr + burst) \times Lc \\ &= 0,052 \times (9,56 + 1,1) \times 1.377,95 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &= 764,01 \text{ psi} \\
 \text{PE@Shoe} &= 0,465 \times L_c \\
 &= 0,465 \times 1.377,95 \\
 &= 640,75 \text{ psi} \\
 \text{Resultan @Shoe} &= \text{IP@surface} - \text{PE@Shoe} \\
 &= 764,01 - 640,75 \\
 &= 123,26 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

2. Tekanan *burst* di *surface* dihitung dengan menggunakan:

$$\begin{aligned}
 \text{IP@Shoe} &= 0,052 \times (\text{Gfr} + \text{burst}) \times L_c \\
 &= 0,052 \times (9,56 + 1,1) \times \\
 &1.377,95 \\
 &= 764,01 \text{ psi} \\
 \text{PE@Surface} &= g (\text{grad, hidrostatik gas}) \times \\
 L_c &= 0,115 \times 1.377,95 \\
 &= 158,46 \text{ psi} \\
 \text{Resultan@Surface} &= \text{IP@surface} - \text{PE} \\
 @surface &= 764,01 - 158,46 \\
 &= 605,54 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

3. Desain tekanan *burst* dihitung menggunakan:

$$\text{BPD@Shoe} = \text{Resultan@Shoe} \times \text{burst design factor}$$

$$= 123,26 \text{ psi} \times 1,1$$

$$= 135,59 \text{ psi}$$

$$\text{BPD@Surface} = \text{Resultan@Surface} \times \text{burst design factor}$$

$$= 605,54 \text{ psi} \times 1,1$$

$$= 666,10 \text{ psi}$$

4.3.2.2 Collapse Load

Tekanan *collapse* diasumsikan saat terjadi *loss circulation*.

1. Desain *Internal Pressure* dihitung menggunakan:

$$\text{IP@Shoe} = 0 \text{ psi (karena di dalam casing kosong)}$$

$$\text{IP@Surface} = 0 \text{ psi (karena di dalam casing kosong)}$$

2. Desain *External Pressure* dihitung menggunakan:

$$\begin{aligned} \text{Pe mud} &= 0,052 \times \text{depth} \times \text{Mw} \\ &= 0,052 \times 1.377,95 \text{ ft} \times 9,56 \text{ ppg} \\ &= 685,19 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\text{Pe lead} = 0,052 \times \text{depth} \times \text{Cw (lead)}$$

$$= 0,052 \times 1049,87 \text{ ft} \times 13,82 \text{ ppg}$$

$$= 727,62 \text{ psi}$$

$$\text{Pe tail} = 0,052 \times \text{depth} \times C_w (\text{lead})$$

$$= 0,052 \times 328,08 \text{ ft} \times 15,74 \text{ ppg}$$

$$= 268,59 \text{ psi}$$

$$\text{Pe cement} = \text{pe lead} + \text{pe tail}$$

$$= 727,62 \text{ psi} + 268,59 \text{ psi}$$

$$= 996,21 \text{ psi}$$

3. Perhitungan resultan dihitung menggunakan:

$$\text{Resultan@Shoe} = \text{pe cement} - \text{pe mud}$$

$$= 996,21 \text{ psi} - 685,19 \text{ psi}$$

$$= 311,02 \text{ psi}$$

4. Desain Tekanan *collapse* dipermukaan, dihitung menggunakan:

$$\text{CPD@Shoe} = \text{Resultan@Shoe} \times \text{collapse design factor}$$

$$= 311,02 \times 1,1$$

$$= 342,12 \text{ psi}$$

4.3.2.3 Tension Load

Tension load merupakan beban yang diakibatkan dari rangkaian *casing* yang dipengaruhi oleh adanya lumpur di

dalam sumur. Dalam perhitungan ini digunakan *Casing K-55 @133 ppf*. *Tension load* dihitung dengan:

1. Data *casing* yang dibutuhkan:

Grade Casing = K-55

Pounder = 54,5 lb/ft

2. BF = $1 - (\rho_m / 65,5)$
 = $1 - (9,56 / 65,5)$
 = 0,854 psi

3. W_a (berat diudara) = $Depth \times N_w$
 = $1.377,95 \times 54,5$
 = 75.098,4252 lbs

4. W_m (berat dilumpur) = $Depth \times ppf \times BF$
 = $1.377,95 \text{ ft} \times 54,5 \times 0,854$
 = 64.134,572 lbs

5. BL (Tension akibat deviasi lubang)
 = $64 \times 3 \times \text{diameter casing}$
 $\times N_w$
 = $64 \times 3 \times 13-3/8 \times 54,5$
 = 139.956 lbs

6. W_t (*Weight total*) = $W_m + BL$

$$= 64.134,572 \text{ lbs} + 139.956$$

lbs

$$= 204090,57 \text{ lbs}$$

4.3.2.4 *Biaxial Load*

Beban *biaxial* digunakan untuk menghitung besarnya penurunan *collapse rating* dari *casing* pada beban *tension*. Pada perhitungan ini digunakan *casing* K-55 @133 ppf dengan cara:

$$\begin{aligned} 1. \text{ Bottom faktor beban } \textit{biaxial} (X) &= 0 \\ 2. \text{ Top faktor beban } \textit{biaxial} (X) &= \frac{\text{Beban } \textit{Tension}}{\text{Body Yield Strength}} \\ &= \frac{204090,57}{853000} \\ &= 0,24 \end{aligned}$$

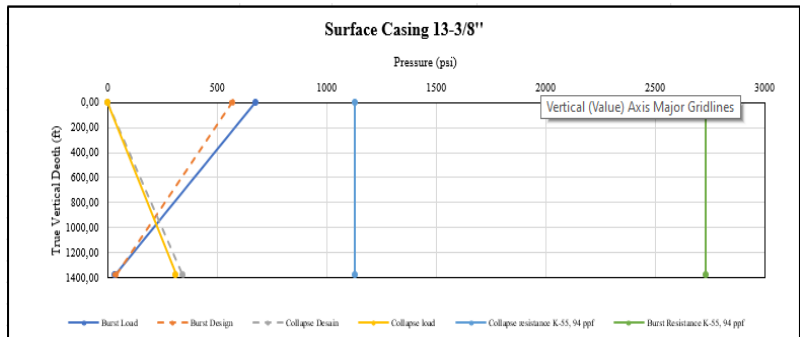
4.3.2.5 *Pemilihan Casing*

Spesifikasi *casing* yang dipilih harus memiliki nilai burst resistance dan *collapse resistace* yang lebih besar dari beban maksimal yang diterima *casing*. Pada trayek ini beban yang diterima *casing* dapat dilihat pada grafik kartesian di bawah ini. Dengan membandingkan *Casing* K-55 @94 ppf; dan K-55 @133 ppf, spesifikasi *Casing* K-

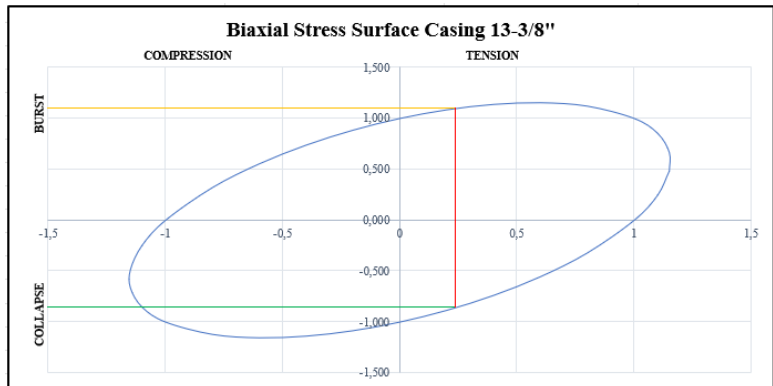
55 @133 ppf memiliki *rating* yang lebih tinggi dari beban yang terjadi, sehingga *grade casing* ini dapat digunakan pada trayek ini. Untuk spesifikasi *Casing K-55 @133 ppf* dapat dilihat pada **Tabel 4-5**.

Tabel 4- 5 Pemilihan *Surface Casing 13-3/8"*

<i>Depth (ft)</i>	<i>Pounder (lb/ft)</i>	<i>Grade</i>	<i>Burst resistance (psi)</i>	<i>Collapse resistance (psi)</i>	<i>Tension load (lbs)</i>
1.377,95	54,5	K-55	2730	1.130	204.090,57



Gambar 4. 4 Burst & Collapse Casing 13-3/8"



Gambar 4. 5 Biaxial Design Surface Casing 13-3/8" Section

4.3.3 Casing 9 5/8"

Data-data yang dibutuhkan untuk desain casing casing adalah sebagai berikut:

Diameter casing (OD)	= 9-5/8 inch
Diameter Lubang	= 12-1/4 inch
Casing Setting Depth	= 4.038,71 ft
Tekanan Formasi	= 9,59 ppg
Mud Density	= 9,83 – 10,37 ppg
Panjang casing (Lc)	= 4.032,15 ft
Densitas Semen (Lead)	= 13,82 ppg
Densitas Semen (Lead)	= 15,72 ppg
Design Factor	
Burst	= 1,1

$$\text{Collapse} = 1,1$$

$$\text{Axial} = 1,3$$

4.3.3.1 Burst Load

Tekanan *burst* diasumsikan saat terjadi *kick*.

1. Tekanan *burst* di *shoe* dihitung dengan menggunakan:

$$\begin{aligned} \text{IP@Surface} &= 0,052 \times (\text{Gfr} + 1) \times \text{Lc} \\ &= 0,052 \times (10,37 \text{ ppg} + 1,1) \times \\ &\quad 4.032,15 \\ &= 2408,68 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{PE @Shoe} &= 0,465 \times \text{Lc} \\ &= 0,465 \times 4.032,15 \\ &= 1.878 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Resultan @Shoe} &= \text{IP@Surface} - \text{PE @Shoe} \\ &= 2408,68 \text{ psi} - 1.878 \text{ psi} \\ &= 530,68 \text{ psi} \end{aligned}$$

2. Tekanan *burst* di *surface* dihitung dengan menggunakan:

$$\begin{aligned} \text{IP@Surface} &= 0,052 \times (\text{Gfr} + 1) \times \text{Lc} \\ &= 0,052 \times (10,37 \text{ ppg} + 1,1) \times \\ &\quad 4.032,15 \\ &= 2408,68 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 PE@Surface &= Depth \times 0,115 \\
 &= 4.038,71 \times 0,115 \\
 &= 464,45 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Resultan@Surf &= Ps @surface - PE @surface \\
 &= 2408,68 \text{ psi} - 464,45 \text{ psi} \\
 &= 1.944,23 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

3. Desain Tekanan *Burst* dihitung menggunakan:

$$\begin{aligned}
 BPD@Shoe &= Resultan@shoe \times \text{burst design factor} \\
 &= 530,68 \times 1,1 \\
 &= 583,74 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 BPD@Surface &= Resultan@surface \times \text{burst design factor} \\
 &= 1.944,23 \times 1,1 \\
 &= 2138,65 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

4.3.3.2 Collapse Load

Tekanan *collapse* diasumsikan saat terjadi *loss circulation*.

1. Desain *Internal Pressure* dihitung menggunakan:

$$\begin{aligned}
 IP@Shoe &= 0 \text{ psi (karena di dalam casing kosong)}
 \end{aligned}$$

IP@Surface = 0 psi (karena di dalam casing kosong)

2. Desain *External Pressure* dihitung menggunakan:

$$\begin{aligned} \text{Pe mud} &= 0,052 \times \text{depth} \times M_w \\ &= 0,052 \times 4.308,71 \text{ ft} \times 10,37 \text{ ppg} \\ &= 2.177,66 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Pe lead} &= 0,052 \times \text{depth} \times C_w (\text{lead}) \\ &= 0,052 \times 3.710,63 \text{ ft} \times 13,82 \text{ ppg} \\ &= 2.668,11 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Pe tail} &= 0,052 \times \text{depth} \times C_w (\text{lead}) \\ &= 0,052 \times 328,08 \text{ ft} \times 15,74 \text{ ppg} \\ &= 268,59 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Pe cement} &= \text{pe lead} + \text{pe tail} \\ &= 2.668,11 \text{ psi} + 268,59 \text{ psi} \\ &= 2.936,71 \text{ psi} \end{aligned}$$

3. Perhitungan resultan dihitung menggunakan:

$$\begin{aligned} \text{Resultan @Shoe} &= \text{pe cement} - \text{pe mud} \\ &= 2.936,71 \text{ psi} - 2.177,66 \text{ psi} \\ &= 759,04 \text{ psi} \end{aligned}$$

4. Desain Tekanan *Collapse* dipermukaan, dihitung menggunakan:

$$\begin{aligned}
 \text{CPD@Shoe} &= \text{Resultan@Shoe} \times \text{Collapse Design Factor} \\
 &= 759,04 \times 1,1 \\
 &= 834,94 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

4.3.3.3 Tension Load

Tension load merupakan beban yang diakibatkan dari rangkaian *casing* yang dipengaruhi oleh adanya lumpur di dalam sumur. Dalam perhitungan ini digunakan *Casing P-110 @80,7 ppf*. *Tension load* dihitung dengan:

1. Data *casing* yang dibutuhkan:

$$\text{Grade Casing} = \text{K-55}$$

$$\text{Pounder} = 40 \text{ lb/ft}$$

$$\begin{aligned}
 2. \text{ BF} &= 1 - (\rho_m / 65,5) \\
 &= 1 - (10,37 / 65,5) \\
 &= 0,841 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 3. \text{ Wa (berat diudara)} &= \text{Depth} \times \text{ppf} \\
 &= 4.038,71 \times 40 \\
 &= 161.548,5564 \text{ lbs}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 4. \text{ Wm (berat dilumpur)} &= \text{Depth} \times \text{ppf} \times \text{BF} \\
 &= 4.038,71\text{ft} \times 40 \times 0,841
 \end{aligned}$$

$$= 136.023,411 \text{ lbs}$$

5. BL (Tension akibat deviasi lubang)

$$= 64 \times 3 \times \text{Diameter casing} \\ \times N_w$$

$$= 64 \times 3 \times 9\text{-}5/8 \times 40$$

$$= 73.920 \text{ lbs}$$

6. Wt (*Weight total*)

$$= W_m + BL$$

$$= 136.023,411 \text{ lbs} + 73.920$$

lbs

$$= 209.943 \text{ lbs}$$

4.3.3.4 *Biaxial Load*

Beban *biaxial* digunakan untuk menghitung besarnya penurunan *collapse rating* dari casing pada beban *tension*.

Pada perhitungan ini digunakan *Casing P-110 @80,7 ppf* dengan cara:

1. *Bottom Faktor Beban Biaxial* (X) = 0

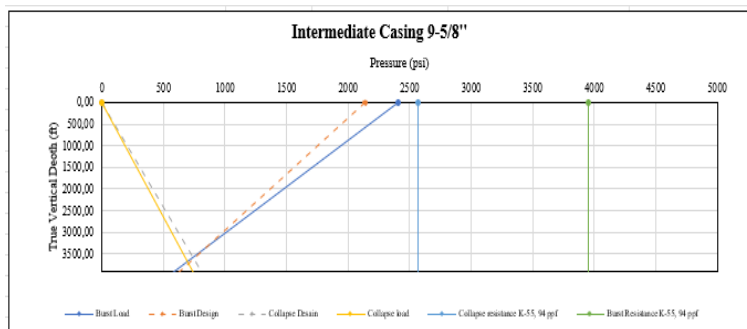
2. *Top Faktor Beban Biaxial* (X) = $\frac{\text{Beban Tension}}{\text{Body Yield Strength}}$

$$= \frac{209.943}{843000}$$

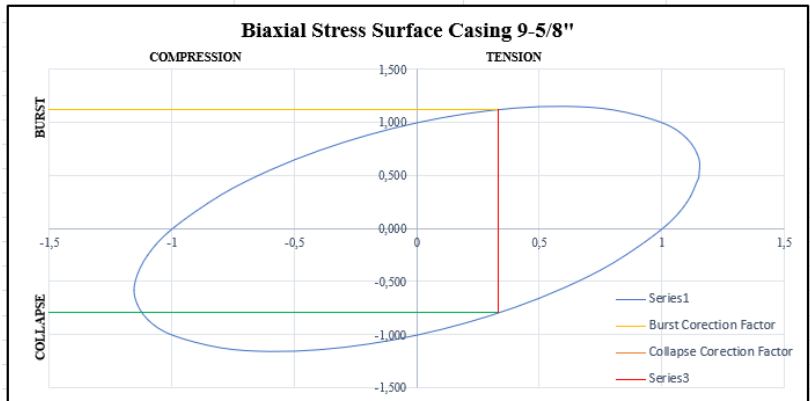
$$= 0,33$$

4.3.3.5 Pemilihan Casing

Spesifikasi casing yang dipilih harus memiliki *burst resistance* dan *collapse resistance* yang lebih besar dari beban maksimal yang diterima casing. Pada trayek ini beban yang diterima casing dapat dilihat pada grafik kartesian di bawah ini. Dengan menggunakan casing grade K-55 seperti pada **Tabel 4-6**.



Gambar 4. 6 Burst Collapse Design Intermediate Casing 9-5/8" Section



Gambar 4. 7 Bi-axial Design Intermediate Casing 9-5/8" Section

Tabel 4- 6 Pemilihan Intermediate Casing 9-5/8"

<i>Depth (ft)</i>	<i>Pounder (lb/ft)</i>	<i>Grade</i>	<i>Burst resistance (psi)</i>	<i>Collapse Resistance (psi)</i>	<i>Tension load (lbs)</i>
4.032,15	40	K-55	3.950	2.570	209.943

4.3.4 Casing 7"

Data-data yang dibutuhkan untuk desain casing adalah sebagai berikut:

Diameter casing (OD) = 7 inch

Diameter lubang = 8 1/2 inch

Casing setting depth (DCS) = 5.085,30 ft

Hanger depth (Dh) = 3.809,1 ft

Tekanan formasi	= 9,78 ppg
<i>Mud density</i> (ρ_m)	= 9,83 - 10,43 ppg
Densitas semen (<i>tail</i>)	= 15,72 ppg
Panjang casing (<i>Lc</i>)	= 1.276,2 ft
<i>Design factor</i>	
<i>Burst</i>	= 1,1
<i>Collapse</i>	= 1,1
<i>Tension</i>	= 1,6

4.3.4.1 *Burst Load*

Tekanan *burst* diasumsikan saat terjadi *kick*.

1. Tekanan *burst* di *surface* dihitung dengan menggunakan:

$$\begin{aligned}
 IP@Surface &= 0,052 \times (Gfr + burst) \times Lc \\
 &= 0,052 \times (10,43 \times 1,1) \times
 \end{aligned}$$

5.085,30

$$= 3049,60 \text{ psi}$$

$$\begin{aligned}
 PE @Surface &= 0,115 \times D_{Cs} \\
 &= 0,465 \times 5.085,30 \\
 &= 584,81 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Resultan @Surface} &= \text{IP@Surface} - \text{PE @Surface} \\
 &= 3049,60 \text{ psi} - 584,81 \text{ psi} \\
 &= 2464,79 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

2. Tekanan *burst* di *shoe* dengan menggunakan:

$$\begin{aligned}
 \text{IP@Surface} &= 0,052 \times (\text{Gfr} + \text{burst}) \times \text{Lc} \\
 &= 0,052 \times (10,43 \times 1,1) \times \\
 &\quad 5.085,30 \\
 &= 3049,60 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{PE@Shoe} &= 0,465 \times \text{D}_{\text{CS}} \\
 &= 0,465 \times 5.085,30 \\
 &= 2.364,67 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Resultan @Shoe} &= \text{IP@Surface} - \text{PE @Shoe} \\
 &= 3049,60 \text{ psi} - 2.364,67 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

$$= 684,93 \text{ psi}$$

3. Desain tekanan *burst* dihitung menggunakan:

$$\begin{aligned}
 \text{BPD @Surface} &= \text{Resultan @Surface} \times \text{burst design factor} \\
 &= 2464,79 \times 1,1 \\
 &= 2.711,27 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{BPD @Shoe} &= \text{Resultan @Shoe} \times \text{burst design factor} \\
 &= 684,93 \times 1,1 \\
 &= 753,43 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

4.3.4.2 Collapse Load

Tekanan *burst* diasumsikan terjadi *loss circulation* pada trayek ini.

1. Desain *Internal Pressure* dihitung menggunakan:

$$\text{IP@Shoe} = 0 \text{ psi (karena di dalam casing kosong)}$$

$$\text{IP@Surface} = 0 \text{ psi (karena di dalam casing kosong)}$$

2. Perhitungan resultan dihitung menggunakan:

$$\begin{aligned}
 \text{Resultan @Shoe} &= 0,052 \times \rho_{\text{cement}} \times h_{\text{mud}} \\
 &= 0,052 \times 15,72 \times 1263,11 \\
 &= 1.034,08 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

3. Desain Tekanan *Collapse* dipermukaan, dihitung menggunakan:

$$\begin{aligned}
 \text{CPD@Shoe} &= \text{Resultan@Shoe} \times \text{Collapse Design Factor} \\
 &= 1.034,08 \times 1,1
 \end{aligned}$$

$$= 1.137,48 \text{ psi}$$

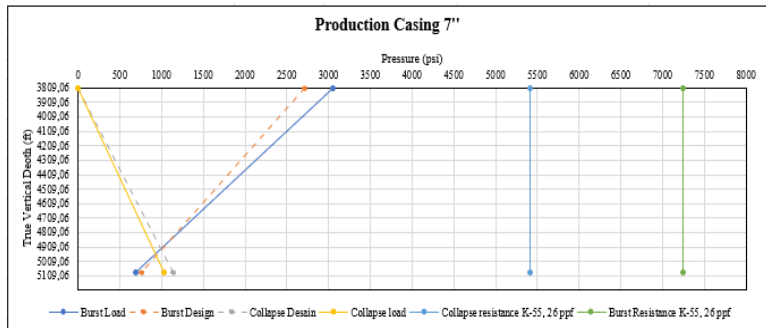
4.3.4.3 Pemilihan *Casing*

Spesifikasi *casing* yang dipilih harus memiliki *burst resistance* dan *collapse resistance* yang harus lebih besar dari beban maksimal yang diterima *Casing*. Pada trayek ini beban maksimal adalah beban *burst* pada permukaan seperti grafik kartesian pada **Gambar 4.8** dan **Gambar 4.9**.

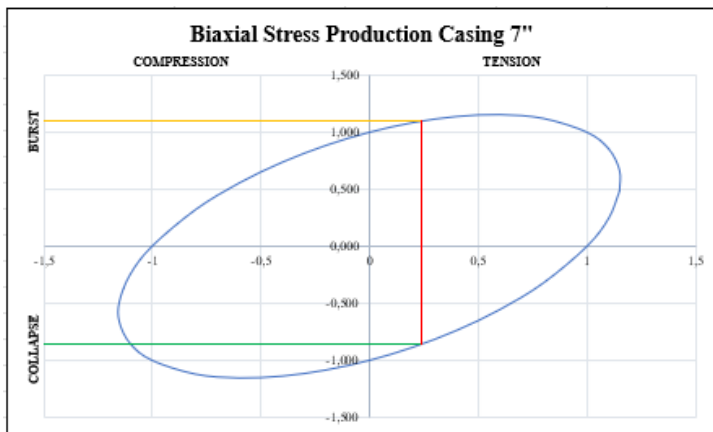
Casing Liner harus mampu menahan pressure sebesar 5000 psi karena *casing* ini akan menjadi *casing* yang menerima *pressure* dalam operasi *completion* (*fracturing/acidizing*). Trayek ini memilih *casing* N-80 26 ppf yang spesifikasinya dapat dilihat pada **Tabel 4-7**.

Tabel 4- 7 Pemilihan *Production Liner* 7"

<i>Depth (ft)</i>	<i>Pounder (lb/ft)</i>	<i>Grade</i>	<i>Burst Resistance (psi)</i>	<i>Collapse Resistance (psi)</i>	<i>Tension Rating (1000 lbs)</i>
5.085,30	26	N-80	7240	5410	N/A



Gambar 4. 8 Burst & Collapse Design Production Liner 7" Section



Gambar 4. 9 Biaxial Design Production Liner 7" Section

4.4 Perencanaan Desain Semen Pemboran

Perencanaan desain semen pemboran pada sumur T-7 memiliki 2 tahapan yaitu mendesain komposisi dan aditif pada semen, serta volume semen pada setiap *section*.

4.4.1 Desain Komposisi Semen Pemboran

Desain komposisi semen pemboran pada sumur T-7 ditunjukkan pada **Tabel 4-8**. Komposisi lumpur pemboran sumur T-7 d4alidasi melalui hasil uji lab dan telah digunakan pada sumur *existing* di lapangan TA.

Tabel 4- 8 Desain Komposisi Semen Pemboran Sumur T-7

<i>Casing Section</i>	<i>Cement Density (ppg)</i>		<i>Cement Composition</i>		<i>Pre- Flush</i>
	<i>Lead</i>	<i>Tail</i>	<i>Lead</i>	<i>Tail</i>	
<i>Conduct or Section (20")</i>	-	13.8	-	PC-X60L, PC-G80L, PC-H21L, Class G	50 bbls Dual Spacer
<i>Surface Section (13 3/8")</i>	13.8	15.8	PC-X60L, PC-G80L, PC-GS2L, PC-H21L, PC-GS12S, PC-P61S, Class G	PC-X60L, PC-G80L, PC-GS2L, PC-H21L, Class G	50 bbls Dual Spacer
<i>Intermed iate Section (9 5/8")</i>	13.8	15.8	PC-X60L, PC-G80L, PC-GS2L, PC-H21L, PC-GS12S, PC-P61S, Class G	PC-X60L, PC-G80L, PC-GS2L, PC-H21L, Class G	50 bbls Dual Spacer

<i>Casing Section</i>	<i>Cement Density (ppg)</i>		<i>Cement Composition</i>		<i>Pre-Flush</i>
	<i>Lead</i>	<i>Tail</i>	<i>Lead</i>	<i>Tail</i>	
<i>Production Liner Section (7")</i>	-	15.8	-	PC-X60L, PC-G80L, PC-GS2L, PC-H21L, PC-F41L, PC-B20S, Class G	50 bbls Dual Spacer

Semen *Class G* adalah semen dasar yang digunakan pada penyemenan sumur pemboran hingga kedalaman 8000 ft (2440 meter) dengan temperatur 80 – 170°F. *PC-X60L*, *PC-G80L*, *PC-GS2L*, *PC-H21L*, *PC-GS12S*, *PC-P61S*, *F41L*, dan *PC-B20S* merupakan merek dagang dari mitra terkait. PC berarti produk *chemical* yang menjelaskan bahwa itu merupakan kode produk dari suatu perusahaan. Sedangkan, huruf depan setelah PC dan seri angka (-X60, -G80, GS12) mengacu pada kode chemical/aditif semen dan kode L/S pada deret terakhir mengacu pada *chemical* berupa *liquid* atau *solid*.

X adalah *defoamer* yang berfungsi mengurangi tegangan antarmuka sehingga kandungan gas yang masuk akan mudah keluar dari *cement slurry*. G adalah *fluid loss* yang berfungsi sebagai *filtration* agar campuran semen tidak terhidrasi., GS2 adalah *gas block* yang berfungsi untuk mencegah gas masuk kedalam *cement slurry*. H adalah *retarder* yang berfungsi untuk memperlambat proses pengerasan semen karena pengaruh kedalaman dan temperatur yang dapat mempercepat *thickening time*. GS12 adalah *Strenght Enhancer* yang berfungsi untuk menambah *compressive strenght* dan densitas semen. P6 adalah *Light Weight* yang berfungsi untuk mengurangi densitas semen. F4 adalah *dispersant* yang berfungsi agar campuran *slurry* menjadi merata dengan memecah dan menyebarkan partikel tertentu atau zat terlarut dan dapat mengurangi viskositas semen. B2 adalah *Expanding Agent* yang digunakan untuk mengurangi efek *microannulus*.

4.4.2 Perencanaan Volume Semen Pemboran

Perhitungan volume semen pemboran pada setiap *section* terdiri dari perhitungan *lead* dan *tail*.

4.5 Perencanaan *Bottom Hole Assembly*

Perencanaan rangkaian *bottom hole assembly* dibagi menjadi 2 bagian pengerjaan yaitu, pendesainan *drill string* dimana dilakukan pemilihan *grade drill pipe* yang dapat digunakan untuk operasi pemboran dan pendesainan *bottom hole assembly* dimana dilakukan penyusunan rangkaian alat-alat bawah permukaan yang dapat memudahkan dalam melakukan operasi pemboran.

4.5.1 Perencanaan Desain *Bottom Hole Assembly*

Desain rangkaian *bottom hole assembly* pada sumur T-7 mengambil susunan yang sama dengan rangkaian yang digunakan pada sumur *existing* di lapangan TA. Pendesainan BHA pada sumur T-7 adalah dengan melihat persentase pada setiap rangkaian alat BHA yang tersusun pada sumur *existing*, lalu menghitung panjang minimal dari sumur T-7 yang disesuaikan dengan kedalaman per *section* dan menyesuaikan panjang BHA dengan jumlah *joint* yang dibutuhkan pada sumur T-7. Hasil pendesainan setiap *section* sumur T-7 dapat dilihat pada **Tabel 4-9, Tabel 4- 10, Tabel 4- 11, Tabel 4- 12.**

Tabel 4- 9 Desain BHA Trayek 24” Sumur T-7

<i>Section</i>	<i>Conductor</i>		<i>LEN GTH (ft)</i>	<i>TOTAL Length (ft)</i>
<i>TOTAL JOINT</i>	<i>Weight (ppf)</i>	<i>DESCRIPTION</i>		
1	188,54	<i>bit</i>	1,010	1,010
1	85,53	<i>B/S Stabilizer</i>	5,249	6,260
3	148,01	<i>Drill Collar</i>	29,987	96,220
1	147	<i>X/O</i>	29,987	126,207
3	148,01	<i>Drill Collar</i>	29,987	216,168
6	49,7	<i>HWDP</i>	18,653	328,084

Tabel 4- 10 Desain BHA Trayek 17-1/2” Sumur T-7

<i>Section</i>	<i>Surface</i>		<i>LENGTH (ft)</i>	<i>TOTAL Length (ft)</i>
<i>TOTAL JOINT</i>	<i>Weight (ppf)</i>	<i>DESCRIPTION</i>		
1	188,54	<i>bit</i>	1,247	1,247
1	179,08	<i>MM Terraforce (bottom stabilizer)</i>	28,30 1	29,54 7
1	142,83	<i>float sub</i>	1,640	31,18 8
1	150,62	<i>String tab</i>	9,383	40,57 1
1	147	<i>X/O</i>	2,999	43,57 0
1	143,03	<i>HOC (MWD)</i>	29,98 7	73,55 6
4	148,01	<i>Drill Collar</i>	119,9 48	193,5 04
1	132,09	<i>sledger hammer jar (Drilling jar)</i>	22,33 3	215,8 37
1	148,01	<i>Drill Collar</i>	29,98 7	245,8 23
1	147	<i>X/O</i>	2,559	248,3 83
20	49,7	<i>HWDP</i>	599,7 38	848,1 20

Secti on	Surface		LENG TH (ft)	TOTA L Lengt h (ft)
TOT AL JOIN T	Weight (ppf)	DESCRIPTION		
17	19,5	DP	529,8 33	1377, 953

Tabel 4- 11 Desain BHA Trayek 12-1/4” Sumur T-7

Secti on	Intermediate		LENGT H (ft)	TOTA L Lengt h (ft)
TOT AL JOI NT	Weight (ppf)	DESCRIPTION		
1	250,77	bit	1,115	1,115
1	123,16	Mud Motor Terraforce bottom sleeve stabilizer	27,159	28,27 4
1	85,53	BS Stabilizer	5,840	5,840
1	147	float sub	2,329	8,169
4	151,2	HOC (MWD)	29,987	38,15 6
1	160,2	Drill Collar	29,987	158,1 04
1	132,09	Sledge hammer (Drilling jar)	22,333	180,4 36

<i>Section</i>	<i>Intermediate</i>		<i>LENGTH H (ft)</i>	<i>TOTAL Length h (ft)</i>
<i>TOTAL JOINT</i>	<i>Weight (ppf)</i>	<i>DESCRIPTION</i>		
1	160,2	<i>Drill Collar</i>	29,987	210,4 23
1	147	<i>X/O</i>	2,999	213,4 22
20	56,56	<i>HWDP</i>	29,987	813,1 59
108	19,5	<i>DP</i>	29,866	4038, 714

Tabel 4- 12 Desain BHA Trayek 8-1/2” Sumur T-7

<i>Section</i>	<i>Production Liner</i>		<i>LENGTH (ft)</i>	<i>TOTAL Length (ft)</i>
<i>TOTAL JOINT</i>	<i>Weight (ppf)</i>	<i>DESCRIPTION</i>		
1	155,98	<i>Bit</i>	1,083	1,083
1	87,63	<i>Mud Motor terraforce Btm Sleeve stabilizer</i>	25,308	26,391
1	90,96	<i>Float sub</i>	2,067	2,067
1	99,71	<i>BS Stabilizer</i>	5,000	7,067
1	99,7	<i>HOC (MWD)</i>	30,000	37,067
12	56,56	<i>HWDP</i>	359,843	396,909
1	88,25	<i>Sledge hammer (Drilling jar)</i>	21,667	418,576
8	56,56	<i>HWDP</i>	239,895	658,471
167	19,5	<i>DP</i>	4413,707349	5072,178

4.5.2 Perencanaan Desain Drill String

Perencanaan desain *drill string* dilakukan untuk mengoptimalkan kegiatan operasi pemboran pada saat

penembusan formasi pada sumur T-7. Pada perhitungan ini dilakukan pada setiap *section*. Pada pemilihan *grade drill pipe* terdapat 4 macam *grade* yaitu, *grade E75*, *grade G-105*, *grade G105*, *grade 135*. Setiap *grade* memiliki spesifikasi seperti OD, ID, *Pounder*, *Tension Strength*, dan *Torsional Strength* masing-masing.

Spesifikasi *drill pipe* yang digunakan adalah pada **Tabel 4.15**, dimana pemilihan *grade drill pipe* adalah menggunakan *drill pipe* yang telah digunakan pada sumur *existing*. *Grade* spesifikasi *drill pipe* yang digunakan yaitu *grade G-105* dengan OD 5 inch, dan *pounder* 19,5 lb/ft.

4.5.2.1 Perhitungan Drillpipe Design pada Surface, Intermediate, Production Section

Perencanaan *drillstring* terdiri dari perencanaan *drillpipe* dan BHA. Perhitungan *drillpipe* dapat diwakili oleh *intermediate section*. Alasan disamakannya perhitungan *drill pipe design* pada *section surface*, *intermediate*, dan *production liner* karena semua rangkaian memiliki spesifikasi *grade drill pipe* yang sama dan perencanaan *drillpipe* memiliki perhitungan yang sama, sehingga

perhitungan menggunakan section terpanjang yaitu intermediate section.

Tabel 4- 13 Drill Pipe Torsional And Tensile API Data

DRILL PIPE DATA TABLES						
Size OD in.	Nominal Weight lb/ft	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Pipe Data	
					Wall Thickness in.	Nominal ID in.
5	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276
	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276
	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276
	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276
	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276
5	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276
5	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276
5	19.50	Z-140 IEU	76,800	738,400	0.362	4.276
	19.50	Z-140 IEU	76,800	738,400	0.362	4.276
	19.50	Z-140 IEU	76,800	738,400	0.362	4.276
	19.50	Z-140 IEU	76,800	738,400	0.362	4.276
5	19.50	V-150 IEU	82,300	791,200	0.362	4.276
	19.50	V-150 IEU	82,300	791,200	0.362	4.276
	19.50	V-150 IEU	82,300	791,200	0.362	4.276
	19.50	V-150 IEU	82,300	791,200	0.362	4.276

Perhitungan desain *drill pipe* menggunakan data sebagai berikut:

1. Mengumpulkan data-data untuk dilakukan penentuan *grade drill pipe*

$$\text{Section Length} = 6512,4 \text{ ft}$$

$$G-105 \text{ OD} = 5 \text{ inch}$$

$$G-105 \text{ ID} = 4,276 \text{ inch}$$

$$G-105 \text{ pounder} = 19,5 \text{ lb/ft}$$

$$\text{MOP} = 100.000 \text{ lbs}$$

$$\text{Safety Factor} = 0,8$$

$$\text{Steel Density} = 65,5 \text{ (asumsi)}$$

$$\text{Mud Density} = 10,32 \text{ ppg}$$

$$G-105 \text{ Tension Strength} = 553.800 \text{ lb}$$

$$G-105 \text{ Torsional Strength} = 57.600 \text{ lb-ft}$$

2. Menentukan *Buoyancy Factor*

$$\text{Buoyancy Factor} = 1 - (\text{Densitas Besi} - \text{Densitas Lumpur})$$

$$= 1 - (65,5 \text{ ppg} - 10,32$$

$$\text{ppg})$$

$$= 0,84$$

3. Menentukan Berat *Drill Pipe* dalam lumpur

$$W_m = \text{Buoyancy Factor} \times G-105 \text{ Pounder}$$

$$= 0,84 \times 19,5 \text{ lb/ft}$$

$$= 16,43 \text{ lb/ft}$$

4. Menentukan *Maximum Drill Pipe Length*

$$\begin{aligned}
 L_{DPmax} &= \frac{((Tension\ Strength \times SF) - MOP - Wdc \times Buoyancy\ Factor)}{Wm} \\
 &= \frac{((553.800 \times 3,17) - 243793 - 160,2 \times 0,84)}{16,43} \\
 &= 92090,89\text{ ft}
 \end{aligned}$$

5. Menentukan Luas *Drill Pipe*

$$\begin{aligned}
 A &= \frac{\pi \times (OD^2 - ID^2)}{4} \\
 &= \frac{\pi \times (5^2 - 4,276^2)}{4} \\
 &= 5,274\text{ in}^2
 \end{aligned}$$

6. Menentukan Momen Inersia

$$\begin{aligned}
 I &= \frac{\pi \times (OD^4 - ID^4)}{32} \\
 &= \frac{\pi \times (5^4 - 4,276^4)}{32} \\
 &= 28,53\text{ in}^4
 \end{aligned}$$

7. Menentukan *Yield Strength*

$$\begin{aligned}
 Yield\ Strength &= \frac{Tension\ Stregnth}{A} \\
 &= \frac{553883}{5,27} \\
 &= 105009\text{ psi}
 \end{aligned}$$

8. Menentukan P

$$\begin{aligned}
P &= \text{Drill Collar Weight} \times \text{Buoyancy Factor} \\
&+ W_m \times L_{DP} \\
&= 99309 \text{ ppf} \times 0,84 + 16,43 \times 4038,71 \text{ ft} \\
&= 136660 \text{ lbs}
\end{aligned}$$

9. Menentukan *Yield Strength Torsional (Q)*

$$\begin{aligned}
Q &= \left(\frac{0,096167 \times I}{OD} \right) \times \left(Ym^2 - \frac{P^2}{A^2} \right)^{0,5} \\
&= \left(\frac{0,096167 \times 28,53}{5} \right) \times \left(105009,56^2 - \right. \\
&\quad \left. \frac{136660^2}{5,274^2} \right)^{0,5} \\
&= 55.856,61 \text{ lb/ft}
\end{aligned}$$

4.6 Pemilihan Kapasitas Rig

Perhitungan *rig selection* akan berdasarkan dari *hoisting capacity*, *tripping capacity*, *drill line size*, *pump requirements*, *BOP requirements*, dan *pit volume estimation*.

4.6.1 Perhitungan Kapasitas Rig

Dalam perhitungan kapasitas rig dibutuhkan data berikut:

Top Dr4e Weight (lbs) = 5000 lbs

Block & hook weight (TB) = 45.000 lbs

Margin of overpull for string (MO) = 100.000 lbs

Number of lines = 12

Travelling Block eff = 0,85

Drwwork eff = 0,98

Tripping Speed (ft/hr) = 60 ft/m

Perhitungan Kapasitas Rig memperhitungkan kondisi *Static* dan *dinamyc load* pada saat *drilling* dan *running casing* untuk menentukan kondisi beban terberat saat operasi pemboran berlangsung. Perhitungan *static* dan *dynamic load* sama untuk setiap *section*, perhitungan dapat dilihat pada *Intermediate Section* adalah sebagai berikut:

4.6.1.2 Perhitungan pada saat *Drilling*

Berdasarkan perhitungan, *total weight drillstring* paling berat terjadi pada *intermediate section* 12-1/4", maka perhitungan menggunakan *total weight drillstring* pada *intermediate section*.

1. *Drilling Static Load*

Berat *Drillstring* = total weight of drillstring
× *Depth*
= 133.230,2159 lbs

$$\begin{aligned}
\text{Block \& hook weight} &= 45.000 \text{ lbs} \\
\text{Top Dr4e Weight} &= 5000 \text{ lbs} \\
\text{Margin of overpull} &= 100.000 \text{ lbs} \\
\text{Total load Static} &= \text{Drillstring load} + \text{Block} \\
&\quad \& \text{hook weight} + \\
&\quad \text{TD weight} + \text{MO} \\
&= 133.230,2159 \text{ lbs} + 45.000
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&\text{lbs} + 5000 \text{ lbs} + 100.000 \\
&= 283.230, 215 \text{ lbs}
\end{aligned}$$

2. Drilling dynamic load

$$\begin{aligned}
\text{Number of lines} &= 12 \\
\text{Travelling block Eff} &= 0,85 \\
\text{Fast line tension} &=
\end{aligned}$$

$$\frac{\text{total statci load}}{\text{number of lines} \times \text{travelling block eff}}$$

$$= \frac{283.230,215 \text{ lbs}}{12 \times 0,85}$$

$$= 27.767,67 \text{ lbs}$$

$$\text{Deadline tension} = \frac{\text{total statci load}}{\text{number of lines}}$$

$$= \frac{283.230,215 \text{ lbs}}{12}$$

$$= 23.602,51 \text{ lbs}$$

$$\begin{aligned}
\text{Dynamic total load} &= \text{static load} + \text{fast line} \\
&\text{tension} + \text{dead line tension} \\
&= 283.230,215 \text{ lbs} + \\
27.767,67 \text{ lbs} + 23.602,51 \text{ lbs} \\
&= 334.600,40 \text{ lbs}
\end{aligned}$$

4.6.1.3 Perhitungan pada saat *Running Casing*

Berdasarkan perhitungan *total weight* paling berat terjadi pada *intermediate casing* 9-5/8", maka perhitungan menggunakan *total weight intermediate casing*.

1. *Running Casing Static Load*

$$\begin{aligned}
\text{Berat Casing} &= \text{total weight of Casing} \times \\
&\text{Depth} \\
&= 161.286,08 \text{ lbs} \\
\text{Block \& hook weight} &= 45.000 \text{ lbs} \\
\text{Top Dr4e Weight} &= 5000 \text{ lbs} \\
\text{Margin of overpull} &= 100.000 \text{ lbs} \\
\text{Total load Static} &= \text{Casing load} + \text{Block \&} \\
&\text{hook weight} + \\
&\text{TD weight} + \text{MO} \\
&= 161.286,08 \text{ lbs} + 45.000 \\
&\text{lbs} + 5000 \text{ lbs} + 100.000
\end{aligned}$$

$$= 311.286,08 \text{ lbs}$$

2. Running Casing dynamic Load

$$\text{Number of lines} = 12$$

$$\text{Travelling block Eff} = 0,85$$

$$\text{Fast line tension} =$$

$$\frac{\text{total statci load}}{\text{number of lines} \times \text{travelling block eff}}$$

$$= \frac{311.286,08 \text{ lbs}}{12 \times 0,85}$$

$$= 30.518,24 \text{ lbs}$$

$$\text{Deadline tension} = \frac{\text{total statci load}}{\text{number of lines}}$$

$$= \frac{311.286,08 \text{ lbs}}{12}$$

$$= 25.940,50 \text{ lbs}$$

$$\text{Dynamic total load} = \text{static load} + \text{fast line tension} + \text{dead line tension}$$

$$= 311.286,08 \text{ lbs} +$$

$$30.518,24 \text{ lbs} + 25.940,50 \text{ lbs}$$

$$= 367.744,84 \text{ lbs}$$

Pada saat *drilling* dan *running casing* beban statik terberat terdapat pada *intermediate section*. Selanjutnya dari data *heaviest static load* dapat menentukan tenaga yang diperlukan *hook* dan *drawwork*.

4.6.1.4 Rig Capacity Requirements

Output dari *rig capacity requirements* adalah menghitung tenaga yang dibutuhkan *hook* dan *drawwork*.

$$\begin{aligned}\text{Hook power} &= \frac{\text{Heaviest static load} \times \text{tripping speed}}{33000} \\ &= \frac{311.286 \times 60}{33000} \\ &= 565,97 \text{ HP}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Drawwork power} &= \frac{\text{Hook power}}{\text{drawwork efficiency} \times \text{number of lines}} \\ &= \frac{565,97}{0,98^{12}} \\ &= 721,25 \text{ HP}\end{aligned}$$

Total tenaga yang dibutuhkan adalah sebesar 721,25 HP.

4.6.2 BOP

Working pressure BOP dapat ditentukan dengan melihat *Anticipated Surface Pressure* terbesar yang dialami sumur. *Anticipated Surface Pressure* terbesar dialami pada *production hole section* sebesar 5.090 psi, sehingga BOP *working pressure* yang dipilih adalah 10.000 psi dengan BOP size 30 inch.

4.6.3 Pit Volume Estimation

Dalam perhitungan *pit volume estimation* adalah memperhitungkan kapasitas volume yang dapat ditampung oleh tanki di permukaan. Tanki penampung berupa *Intermediate* tank, act4e tank, dan reserve tank. *Intermediate* tank terdiri dari dua yaitu *Intermediate* tank I dan *Intermediate* tank II, reserve tank terdiri dari reserve tank I dan reserve tank II. Adapun kapasitas tanki adalah sebagai berikut:

Intermediate tank I = 200 bbl

Intermediate tank II = 200 bbl

Act4e tank = 200 bbl

Reserve tank I = 200 bbl

Reserve tank II = 200 bbl

Total mud pit = 800 bbl

Berdasarkan perhitungan *rig selection* diatas, kapasitas *rig* yang diperlukan pada sumur T-7 yaitu *static hook power* 565,97 HP dan *drawwork power* 721,25 HP. Dengan ini *rig* yang disarankan yaitu Rig PDSI #20.2/EMSCOLD2-M yang dapat dilihat pada **Gambar 4.10**.

4.7 Perencanaan *Drilling Schedule*

Perencanaan *drilling schedule* merupakan pekerjaan terakhir yang perlu dilakukan guna mengetahui waktu yang dibutuhkan untuk melakukan operasi pemboran pada sumur T-7. Hal yang dipertimbangkan dalam menyusun *drilling schedule* antara lain kegiatan memasang *rig*, pemboran berarah, sirkulasi, *connection time*, *tripping time*, *running Casing*, penyemenan, pemasangan BOP, serta adanya tes pada sumur.

Total waktu yang dibutuhkan dalam melakukan operasi pemboran pada sumur T-7 adalah 44 hari, dimana sudah termasuk kegiatan *drilling*, *non-drilling*, *completion*, serta *production test*. Hasil perencanaan *drilling schedule* dari sumur T-7 dapat dilihat pada **Gambar 4.11**.

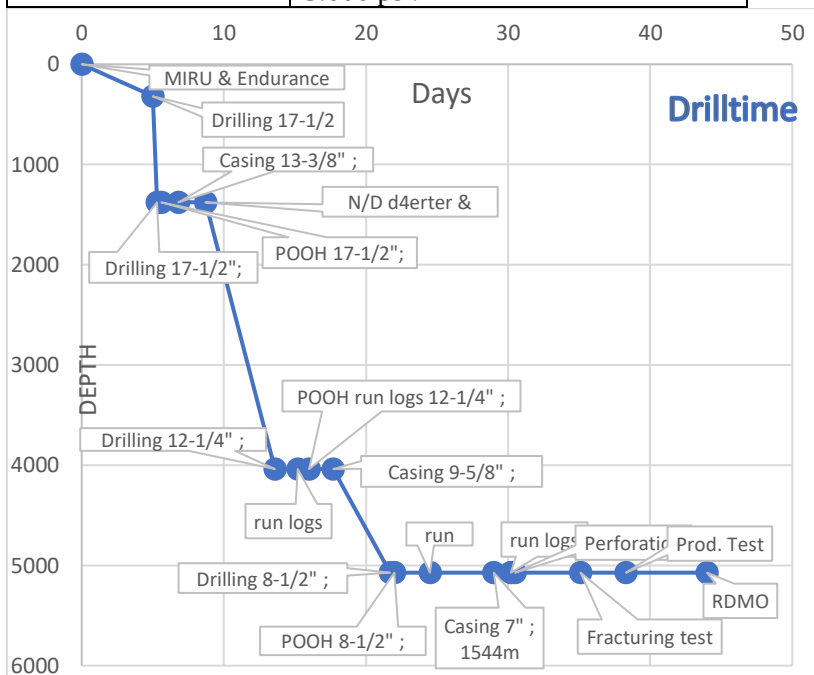


Gambar 4. 10 Rig PDSI #20.2/EMSCOLD2-M.

Tabel 4- 14 Spesifikasi Rig PDSI #20.2/EMSCOLD2-M.

SPESIFIKASI	
Nama Rig	PDSI #20.2/EMSCO D2-M
Kapasitas Rig	750 HP
Nomor Seri Menara	PD62-M375-142
Kapasitas Hook Load	187,5 Tons (1668 kN)
Tinggi Menara	142 ft (43,4 meter)
Beban Kerja Maksimum	176,37 Tons (1569 kN)
Drilling line	1-1/8", 6 × 19S IWRC 9-9-1 sZ U, 10 lines

Kecepatan Angin Maksimum	Dengan setback: 64,2 Knots tanpa setback: 80,25 Knots
Data BOP	-Annular: WOM, 13-5/8", 5.000 psi, -Double Ram: Cameron 13-5/8", 5000 psi. -Annular: Hydril, 7-1/16", 5.000 psi, -Double Ram: Cameron, 7-1/16", 5.000 psi.



Gambar 4. 11 Drilling Schedule Sumur T-7

4.8 Cost Estimation

Anggaran yang dibutuhkan untuk pengeboran sumur T-7 adalah \$ 4.621.593,81. Perencanaan biaya pada operasi pemboran meliputi *Tangible Cost* dan *Intangible Cost* seperti **Tabel 4-19** dan **Tabel 4-20**.

Tabel 4- 15 Rincian Anggaran *Tangible Cost* Sumur T-7

TANGIBLE			
<i>Casing Equipment</i>	Q ty	Unit Price	Total
<i>Casing</i> 20 in, K-55, 94,0 PPF, BTC, ERW	9	\$ 5.686,40	\$ 51.177, 60
Float Shoe 20 in	1	\$ 2.572,69	\$ 2.572,6 9
<i>Casing</i> 13 3/8 in, K-55, 54,5 PPF, BTC, R3	4 1	\$ 1.971,38	\$ 80.826, 58
Float Shoe 13 3/8 in	1	\$ 1.202,03	\$ 1.202,0 3
Float Collar 13 3/8 in	1	\$ 760,66	\$ 760,66
<i>Casing</i> 9 5/8 in, K-55, 40 PPF, BTC, R3	1 0 6	\$ 1.368,26	\$ 145.035 ,56

Float Shoe 9 5/8 in	1	\$ 926,18	\$ 926,18
Float Collar 9 5/8 in	1	\$ 684,34	\$ 684,34
Reamer Shoe 9 5/8 in	1	\$ 11.226,4 6	\$ 11.226, 46
<i>Casing</i> 7 in, N-80, 26 PPF, BTC, R3	4 3	\$ 1.289,94	\$ 55.467, 42
<i>Liner</i> Hanger 7 in x 9.5/8 in (Rotatable)	1	\$ 86.784,0 0	\$ 86.784, 00
Tubing	Q ty	Unit Price	Total
Tubing 2 7/8 in, J-55, 6,5 PPF, EUE, R2	1 7 2	\$ 153,31	\$ 26.369, 32
Well Equipment <i>Surface</i>	Q ty	Unit Price	Total
Wellhead , 13 5/8"-3M X 11"-5M x 3 1/8"-5M CLASS : BB	1	\$ 48.373,6 5	\$ 48.373, 65
X-MasTree , 3 1/8"-5M X 2 1/16"-5M CLASS: BB	1	\$ 39.859,7 0	\$ 39.859, 70
Well Equipment Sub- <i>Surface</i>	Q ty	Unit Price	Total

PACKER 7", DG, 17-26 PPF, 2.7/8" EUE	1	\$ 5.000,00	\$ 5.000,0 0
TOTAL COST TANGIBLE			\$ 556.266 ,19

Tabel 4- 16 Rincian Anggaran *Intangible Cost* Sumur T-7

INTANGIBLE COST			
PREPARATION AND TERMINATION			
Survey	Qty	Unit Price	Total
SURVEY TOFOGRAFIS, PEMETAAN DAN LEVELING	1,0 0	\$ 7.072, 22	\$ 7.072,2 2
Wellsite and Access Road Preparation	Qty	Unit Price	Total
Penyiapan Lokasi Pemboran Baru	1,0 0	\$ 869.93 6,61	\$ 869.936 ,61
Service Lines & Communications	Qty	Unit Price	Total
SERVICE LINE & COMMUNICATION	1,0 0	\$ 4.150, 97	\$ 4.150,9 7
Water System	Qty	Unit Price	Total
Biaya Instalasi Line air & pompa air	1,0 0	\$ 20.064 ,02	\$ 20.064, 02

Rigging Up / Rigging Down	Qty	Unit Price	Total
Rig Moving, R/U & R/D (Incl. Top Dr4e 250T)	12,00	\$ 19.350,13	\$ 232.201,56
DRILLING/WORKOVER OPERATIONS			
Contract Rig	Qty	Unit Price	Total
Operation Rig Cost (Incl. Top Dr4e 250T)	32,00	\$ 22.764,86	\$ 728.475,49
Drill Fluid	Qty	Unit Price	Total
Mud Chemical for Conductor section	1,00	\$ 10.326,34	\$ 10.326,34
Mud Chemical for <i>Surface</i> section	1,00	\$ 60.757,64	\$ 60.757,64
Mud Chemical for <i>Intermediate</i> section	1,00	\$ 99.231,94	\$ 99.231,94
Mud Chemical for <i>Production</i> section	1,00	\$ 70.308,26	\$ 70.308,26
Mud Engineer Charges	1,00	\$ 20.065,00	\$ 20.065,00
Bit, Reamers and Coreheads	Qty	Unit Price	\$ 48.695,88

PDC Bit 17 1/2 in, Soft to Med	1,00	\$ 14.152,35	\$ 14.152,35
PDC Bit 12 1/4 in, Soft to Med, 5 Blade	1,00	\$ 10.204,90	\$ 10.204,90
PDC Bit 8 1/2 in, Soft to Med, IADC S324	1,00	\$ 9.088,63	\$ 9.088,63
Rock Bit 26 in, IADC 111	1,00	\$ 12.450,00	\$ 12.450,00
Rock Bit 6 in, IADC 217	1,00	\$ 2.800,00	\$ 2.800,00
Equipments Rental	Qty	Unit Price	Total
JASA RTO	25,00	\$ 3.695,23	\$ 92.380,80
TDWM	32,00	\$ 804,12	\$ 25.731,96
CASING DR4E SYSTEM	1,00	\$ 67.830,24	\$ 67.830,24
JASA FILTERING	5,00	\$ 2.500,00	\$ 12.500,00
DD Service & equipment	Qty	Unit Price	Total

Jasa DD 17-1/2"	1,0 0	\$ 29.399 ,00	\$ 29.399, 00
Jasa DD 12-1/4"	1,0 0	\$ 60.000 ,00	\$ 60.000, 00
Jasa DD 8-1/2"	1,0 0	\$ 90.000 ,00	\$ 90.000, 00
Cementing Program	Qty	Unit Price	Total
stabilizer 20"	3,0 0	\$ 107,69	\$ 323,07
stop ring 20"	6,0 0	\$ 28,81	\$ 172,86
top plug 13-3/8"	1,0 0	\$ 572,87	\$ 572,87
bottom plug 13-3/8"	1,0 0	\$ 677,10	\$ 677,10
stabilizer 13-3/8"	14, 00	\$ 65,22	\$ 913,03
stop ring 13-3/8"	28, 00	\$ 22,72	\$ 636,18
top plug 9-5/8"	1,0 0	\$ 280,81	\$ 280,81
bottom plug 9-5/8"	1,0 0	\$ 402,51	\$ 402,51
stabilizer 9-5/8" for reamer shoe	36, 00	\$ 116,69	\$ 4.200,7 7

stop ring 9-5/8" for reamer shoe	72,00	\$ 22,08	\$ 1.589,76
centralizer 7" for reamer shoe	15,00	\$ 83,87	\$ 1.257,98
stop ring 7"	30,00	\$ 41,29	\$ 1.238,72
20" <i>Casing Cementing Job</i>	1	\$ 28.659,00	\$ 28.659,00
13-3/8" <i>Casing Cementing Job</i>	1	\$ 94.500,00	\$ 94.500,00
9-5/8" <i>Casing Cementing Job</i>	1	\$ 110.000,00	\$ 110.000,00
LEAK OFF TEST	2	\$ 1.500,00	\$ 3.000,00
Mud Logging services	Qty	Unit Price	Total
Jasa MLU di Area Asset 2	1,00	\$ 28.000,00	\$ 28.000,00
Open Hole Logging and Services	Qty	Unit Price	Total

OH 12.1/4" : PEX-HALS-BHC-GR	1,0 0	\$ 30.000 ,00	\$ 30.000, 00
OH 12.1/4" : MDT-LFA + Processing	1,0 0	\$ 80.750 ,00	\$ 80.750, 00
OH 8.1/2" : PEX-HALS	1,0 0	\$ 30.000 ,00	\$ 30.000, 00
OH 8.1/2" : MDT-LFA + Processing	1,0 0	\$ 80.750 ,00	\$ 80.750, 00
Cased Hole Electrical Logging Services	Qty	Unit Price	Total
CASED HOLE LOG 9.5/8" : CBL-CET-GR	1,0 0	\$ 9.710, 54	\$ 9.710,5 4
CASED HOLE LOG 7" : CBL-CET-GR	1,0 0	\$ 9.191, 07	\$ 9.191,0 7
Perforating and Wireline Services	Qty	Unit Price	Total
4-1/2" HSD 12 SPF XTRADEEP	1,0 0	\$ 28.204 ,25	\$ 28.204, 25
Stimulation Treatment / Completion Fluids	Qty	Unit Price	Total
UNLOAD NITROGEN	1,0 0	\$ 60.000 ,00	\$ 60.000, 00

SAND FRACTURING	1,0 0	\$ 342.00 0,00	\$ 342.000 ,00
<i>Production Test</i>	Qt y	Unit Price	Total
<i>Production Test</i>	1,0 0	\$ 35.000 ,00	\$ 35.000, 00
GENERAL			\$ -
Project Management Team	Qt y	Unit Price	Total
WELL SUPERVISION & TEAM COMPENSATION	1,0 0	\$ 120.00 0,00	\$ 120.000 ,00
Permit and Fees	Qt y	Unit Price	Total
Survey Lokasi Bersama Pemerintah Daerah	1,0 0	\$ 5.000, 00	\$ 5.000,0 0
Perijinan Handak	1,0 0	\$ 1.718, 21	\$ 1.718,2 1
Sosialisasi Tajak	1,0 0	\$ 10.000 ,00	\$ 10.000, 00
Other Transportation	Qt y	Unit Price	Total
Vacuum Truck 10 ton	26, 47	\$ 84,95	\$ 2.248,4 8

Fuel and Lubricant	Qty	Unit Price	Total
Solar Operasi Rig 1000 HP	224.269	\$ 1,37	\$ 308.273,54
Camp Facilities	Qty	Unit Price	Total
Fasilitas Kesehatan Rig Site	32,00	\$ 687,29	\$ 21.993,13
ALLOCATED OVERHEADS - FIELD OFFICE	Qty	Unit Price	Total
Field Office	1,00	\$ 16.239,93	\$ 16.239,93
TOTAL COST TANGIBLE			\$ 4.065.327,62

$$\begin{aligned}
 \text{Total Cost} &= \text{Tangible Cost} + \text{Intangible Cost} \\
 &= \$ 556.266,19 + \$ 4.065.327,62 \\
 &= \$ 4.621.593,81
 \end{aligned}$$

BAB V

HASIL PERENCANAAN SUMUR INFILL DRILLING

Perhitungan Recovery Factor (RF) pada tahap ini bertujuan untuk mengetahui nilai cadangan maksimum yang dapat diperoleh setelah dilakukan infill drilling. Berdasarkan data yang diketahui, nilai RF Lapangan FA adalah sebesar 22.55%. Penentuan Estimated Ultimate Recovery (EUR) bertujuan untuk mengetahui cadangan maksimum yang dapat diambil pada tahap primary recovery, dan dihitung sebesar 8.27 MMSTB. Remaining reserves, atau cadangan sisa yang belum terproduksi, pada lapangan FA adalah 5.41 MMSTB setelah mempertimbangkan cumulative production (NP) sebesar 2.87 MMSTB.

Penentuan titik sumur infill pada Lapangan FA dimulai dengan penentuan rock region, yang dilakukan

menggunakan analisis permeabilitas. Terdapat tiga region, yaitu region 1 dengan distribusi permeabilitas rata-rata di bawah 8.7596 mD, region 2 dengan distribusi rata-rata 30.4179 mD, dan region 3 dengan distribusi rata-rata 59.1931 mD. Peta kontur dan analisis peta iso saturasi menunjukkan bahwa kedalaman 4541.0 ft – 4550.3 ft memiliki nilai saturasi minyak yang baik dan cocok untuk penambahan sumur infilll.

Peta bubble sangat diperlukan untuk menentukan jari-jari pengurasan setiap sumur existing di lapangan. Analisis peta bubble menunjukkan bahwa Lapangan FA memiliki 13 sumur pengembangan yang sudah dibor, dengan beberapa titik potensial untuk penambahan sumur infilll. Berdasarkan analisis ini, ditentukan dua titik penambahan sumur infilll yang potensial untuk mempercepat produksi lapangan. Lokasi sumur infilll INF_1 menunjukkan adanya interaksi jari-jari pengurasan dengan empat sumur sekitarnya, yaitu sumur A-1, A_3, A_5, dan A_7, yang dapat memengaruhi produksi masing-masing sumur. Sedangkan lokasi sumur infilll INF_2 menunjukkan interaksi dengan tiga sumur sekitarnya, yaitu sumur A_10,

A_11, dan A_12, yang juga perlu diperhitungkan untuk mengoptimalkan produksi.

Langkah awal sebelum menjalankan simulasi pada Reservoir Lapangan "FA" melibatkan persiapan data yang diperlukan untuk keperluan simulasi tersebut. Data esensial untuk simulasi termasuk data geologi, karakteristik batuan dan fluida reservoir, serta data historis produksi dan tekanan reservoir. Sebelum memasukkan data ke dalam simulator reservoir, diperlukan pengolahan data SCAL (Special Core Analysis) dan RCAL (Routine Core Analysis) dari sampel core yang telah diambil dari bawah permukaan. Data RCAL yang diproses menghasilkan pengelompokan batuan berdasarkan keseragaman permeabilitas, yang disebut sebagai "rock region," yang digunakan untuk mengetahui persebaran properties reservoir.

Proses inisialisasi adalah evaluasi ulang terhadap data yang dimasukkan ke dalam simulator, melibatkan penyesuaian data simulasi dengan kondisi awal atau pencocokan perhitungan simulasi reservoir dengan data aktual. Inisialisasi dilakukan untuk menyelaraskan antara

OOIP (Original Oil in Place) volumetrik dengan hasil simulasi. Berdasarkan hasil perhitungan, OOIP menggunakan metode volumetrik dan hasil simulasi sama-sama menunjukkan angka 12.73 MMSTB, dengan %error sebesar 0.0014%, jauh di bawah maksimum toleransi error 1%, sehingga hasil simulasi dapat dianggap selaras dengan data aktual.

History matching adalah proses menyelaraskan model simulasi dengan kondisi aktual berdasarkan data parameter yang dapat diukur selama suatu periode waktu, dengan cara mengubah parameter yang bersifat dinamis untuk mencapai keselarasan. Hasil dari simulasi reservoir menunjukkan ketidakselarasan antara sejarah produksi dan perhitungan model. Untuk menyelaraskan sejarah produksi, perubahan diperlukan pada data SCAL untuk menyesuaikan laju alir produksi minyak, gas, dan air dengan mengubah parameter seperti Kro, Krg, dan Krw. History matching Lapangan “FA” dilakukan mulai tanggal 1 Januari 2007 hingga 1 Januari 2024.

Berdasarkan Tabel II, terlihat terdapat penurunan laju produksi setiap tahun pada lapangan, sehingga perlu

dilakukan optimasi lebih lanjut untuk memaksimalkan produksi yang dapat diperoleh dari lapangan. Berdasarkan analisis peta bubble, lokasi penambahan sumur infilll memengaruhi jari-jari pengurasan sumur-sumur sekitarnya. History matching dilakukan dari tahun 2007 hingga tahun 2024 (17 tahun) menunjukkan penurunan signifikan terhadap laju produksi minyak dan air tahunan di lima tahun pertama, sehingga optimasi dengan penambahan sumur infilll diperlukan.

Skenario pertama (Basecase) tidak melibatkan kegiatan pengembangan apapun dan simulator dijalankan selama 10 tahun untuk mengevaluasi performa produksi lapangan tanpa rencana pengembangan. Hasil prediksi basecase digunakan sebagai acuan pembandingan dalam perencanaan skenario selanjutnya, sehingga dapat diketahui jumlah kenaikan perolehan minyak dan Recovery Factor (RF) lapangan "FA" tanpa adanya skenario pengembangan apapun. Hasil rate minyak dan air lapangan dari tahun 2007 hingga tahun 2034 menunjukkan penurunan produksi seiring waktu.

Pada skenario pertama, cumulat4e oil production (NP) sebesar 4.22 MMSTB menghasilkan RF sebesar 32.15%, menunjukkan bahwa tanpa optimasi apapun, produksi akan menurun secara signifikan. Skenario kedua melibatkan penambahan 1 sumur infilll. Hasil simulasi menunjukkan bahwa rate produksi minyak meningkat dengan cumulat4e oil production baru sebesar 4.40 MMSTB dan RF sebesar 34.56%. Penambahan 1 sumur infilll meningkatkan perolehan laju produksi minyak lapangan tertinggi sebesar 34 bbl/day dari 430 bbl/day menjadi 464 bbl/day pada tahun pertama setelah penambahan sumur infilll.

Skenario ketiga melibatkan penambahan 2 sumur infilll. Hasil simulasi menunjukkan bahwa rate produksi terakhir pada tahun 2034 sebesar 402 bbl/day dan cumulat4e oil production sebesar 4.53 MMSTB, dengan RF sebesar 36%. Penambahan 2 sumur infilll meningkatkan perolehan laju produksi minyak lapangan tertinggi sebesar 80 bbl/day dari 430 bbl/day menjadi 510 bbl/day pada tahun pertama setelah penambahan sumur infilll.

Kesimpulan dari analisis skenario menunjukkan bahwa optimasi dengan penambahan sumur infill sangat efektif dalam meningkatkan laju produksi minyak dan RF. Pada skenario basecase tanpa optimasi, RF hanya 32.15%, sedangkan dengan penambahan 1 sumur infill meningkat menjadi 34.56% dan dengan penambahan 2 sumur infill meningkat lebih lanjut menjadi 36%. Incremental recovery factor pada skenario penambahan 1 sumur infill sebesar 3.6% dan pada skenario penambahan 2 sumur infill sebesar 6%, menunjukkan bahwa penambahan sumur infill dapat signifikan meningkatkan produksi lapangan.

DAFTAR RUJUKAN

- Bishop, M. G. (2001). SOUTH SUMATRA BASIN PROVINCE, INDONESIA: THE LAHAT/TALANGAKAR-CENOZOIC TOTAL PTEROLAUM SYSTEM. USGS, US.
- Bourgoyne, A. T. (1991). *Applied Drilling Engineering*. Society of Petroleum Engineering.
- Adams, N. J., & Adams, N. (1985). Drilling engineering : a complete well planning approach. Pennwell Corporation.
- Rabia, H. (2002). *Well engineering & construction*. Diambil kembali dari Internet Arch4e Well Engineering & Construction : Hussain Rabia : Free Download, Borrow, and Streaming : Internet Arch4e
- Rubiandini, R. (2010). *Casing Design Maximum Load*. Diambil kembali dari academia https://www.academia.edu/29743888/Dril_004_Casing_Design

- Watt, H. (2005). *Drilling Engineering. Department of Petroleum Engineering, Heriot Watt.*
- Hossain, M. Enamul. (2015). *Drilling Cost Estimation for Hydrocarbon Wells. King Fahd University of Petroleum & Minerals Dhahran, Saudi Arabia.*
- Datu, B., Djayus., Adrianus Inu Natalisanto. (2020). Analisis Tekanan Pori Bawah Permukaan Menggunakan Metode *Eaton* Pada Sumur Elnusa Berdasarkan Data *Well Logging*. Jurnal Geosains Kutai Basin Volume 3 nomor 2, 3 – 4.
- PT. Pertamina Hulu Rokan Zona 4. (2023). Program Pemboran Eksploitasi Sumur “X”.
- Zakky., Bayu Satyawira., Samsol. (2015). STUDI LABORATORIUM PEMILIHA ADDITIF PENSTABIL SHALE DI DALAM SISTEM LUMPUR KCL-POLIMER PADA TEMPERATUR TINGGI. Seminar Nasional Cendekiawan 2015.
- Perhitungan kapasitas dan volume *wellbore*, diperoleh melalui situs internet : [Drilling Fluids Calculations For Drilling & Mud Engineer - Drilling Manual.](#)
Diunduh pada tanggal 5 januari 2021.

Drill Pipe data tables, diperoleh melalui situs internet : <https://www.opogc.com>. Diunduh pada bulan Desember 2003.

Perencanaan BHA, diperoleh melalui situs internet : [Drill Collar: Everything You Need To Know - DRILLING MANUAL](#). Diunduh pada tanggal 27 februari 2024.

Spesifikasi *Heavy Weight Drill Pipe* (HWDP), diperoleh melalui situs internet : [Heavy Weight Drill Pipe Specs & Selection - DRILLING MANUAL](#). Diunduh pada tanggal 16 februari 2024.

Aditif Lumpur Pemboran, diperoleh melalui situs : [AMC-PAC-LV-PDS.pdf \(amcmud.com\)](#). Diunduh pada januari 2018.

Ahmed, T. (2010). "Optimizing Infilll Drilling in Mature Oil Fields: A Reservoir Simulation Study". This article can be found in Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 75, Issues 1-2, pages 95-104.

Chen, X., & Liu, Y. (2014). "Simulation of Infilll Drilling Impacts on Oil Recovery: A Numerical Reservoir

Simulation Approach". This article is published in the Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, Volume 4, Issue 1, pages 53-64.

Zhang, L., & Wu, Z. (2017). "Impact of Infill Drilling on Reservoir Pressure Distribution: Insights from Numerical Simulation and Pressure Transient Analysis". This article can be found in Journal of Natural Gas Science and Engineering, Volume 39, pages 157-167.

Mwakipunda, G. C. et al. (2022). "Infill Drilling Optimization for Enhanced Oil Recovery by Waterflooding: A Simulation Study". Frontiers in Energy Research, Volume 10, Article 853614.

Barber, A. H. et al. (1983). "Infill Drilling To Increase Reserves—Actual Experience in Nine Fields in Texas, Oklahoma, and Illinois". Journal of Petroleum Technology, Volume 35, Issue 12, pages 2229-2235.

Al-Adli, S. H. et al, 2024. Comparison Different Techniques of Optimum Location for Infill Well

- Drilling. Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering. Vol. 25 No. 1. March 2024. 75-81
- Sokovnin, S. A. et al., 2015. Best Practices—Direct Emulsion-Based Drilling Solution as a New Approach to Drilling in Mature Fields with Low Reservoir Pressure. Society of Petroleum Engineers. SPE Russian Petroleum Technology Conference held in Moscow, Russia. 26-28 October 2015. SPE-176519
- Cheng, Y. et al., 2006. Optimal Inflll Drilling Design for Marginal Gas Reservoir Using Simulation-Based Inversion Approach. Society of Petroleum Engineers. SPE Eastern Regional Meeting held in Canton, Ohio, U.S.A. 11-13 October 2006. SPE-104574
- Al-Sane, A. et al., 2021. Intelligent Well Drainage and Interference Density Analysis Tool for Optimizing Inflll Drilling. Society of Petroleum Engineers. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference to be held in Abu Dhabi, UAE. 15 – 18 November 2021. SPE-208123-MS

- Liu, C., et. al., 2024. Infill Well Location Optimization Method based on Remaining Oil Recoverable Potential Evaluation. Preprints.org. DOI: 10.20944/preprints202405.1542.v1. May 2024
- Kristanto, D., Rukmana, D. 2011. “Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi”. Percetakan Pohon Cahaya. Yogyakarta. Bab VIII halaman 232. Bab VIII halaman 252 – 265. Bab XI halaman 408 – 412
- Thakur, G. C. 1994. “Integrated Petroleum Reservoir Management”. Chapter 6. hal 103 - 105, Chapter 8 halaman 155 – 158
- Gringarten, A. C. (2011). Reservoir Engineering. In Petroleum Engineering Handbook (Vol. V, pp. 3-14). Society of Petroleum Engineers.
- Sayyafzadeh, M. Pourafshary, P. Rashidi, F. 2010. “Increasing Ultimate Oil Recovery by Infill Drilling and Converting Weak Production Wells to Injection Wells Using Streamline Simulation”. SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. SPE-132125-MS

- Ewing, R. E. (2010). The Mathematics of Reservoir Simulation. Society for Industrial and Applied Mathematics, pp. 45-68.
- Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H., & King, G. R. (2001). Basic Applied Reservoir Simulation. Society of Petroleum Engineers, pp. 120-145.
- Ahmed, T. (2006). Reservoir Engineering Handbook (4th ed.). Gulf Professional Publishing, pp. 275-320.
- Dake, L. P. (1978). Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier, pp. 97-150.
- Ding, D. Y. (1995). Reservoir Simulation: History Matching and Forecasting. SPE Reservoir Engineering, 10(3), 225-230.
- Jahns, H. O. (1996). Data Analysis for Reservoir Characterization. Elsevier, pp. 201-225.
- Oliver, D. S., Reynolds, A. C., & Liu, N. (2008). Inverse Theory for Petroleum Reservoir Characterization and History Matching. Cambridge University Press, pp. 1-20.
- Al-Mudhafer, W. J. et al. 2010. "Optimal Field Development Through Infill Drilling for the Main Pay in South Rumaila Oil Field". Trinidad and

Tobago Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad, June 2010. SPE-132303-MS

Patel, K., & Sharma, R. (2018). "Cost-Benefit Analysis of Inflll Drilling in Tight Oil Reservoirs: An Economic Evaluation and Field Data Analysis". This article was published in Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 167, pages 1123-1134.

Brown, S., & Davis, T. (2019). "Technological Advances in Inflll Drilling Techniques: A Review and Case Study Analysis". This article is published in SPE Journal, Volume 24, Issue 2, pages 589-598.

ISBN 978-623-389-311-4



9 786233 893114