

**PERAMALAN PRODUKSI LAPANGAN GAS DENGAN
SIMULASI *RESERVOIR***

TUGAS AKHIR

CESNA ALKAUTSAR

124.20.009



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN

INSTITUT TEKNOLOGI SAINS BANDUNG

CIKARANG

2024

**PERAMALAN PRODUKSI LAPANGAN GAS DENGAN
SIMULASI *RESERVOIR***

TUGAS AKHIR

CESNA ALKAUTSAR

124.20.009

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik
Pada Program Studi Teknik Peminyakan Institut Teknologi Sains Bandung



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN

INSTITUT TEKNOLOGI SAINS BANDUNG

CIKARANG

2024

LEMBAR PENGESAHAN

**PERAMALAN PRODUKSI LAPANGAN GAS DENGAN
SIMULASI *RESERVOIR***

JURNAL TUGAS AKHIR

CESNA ALKAUTSAR

124.20.009

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik
Pada Program Studi Teknik Peminyakan Institut Teknologi Sains Bandung

Menyetujui,

Kota Deltamas, 7 September 2024

Dosen Pembimbing



(Falza Izza Wihdany, S.T., M.T.)

Mengetahui,

Kepala Program Studi Teknik Peminyakan
Institut Teknologi Sains Bandung



(Aries Prasetyo, S.T., M.T.)

NIDN: 04140468

PERAMALAN PRODUKSI LAPANGAN GAS DENGAN SIMULASI *RESERVOIR*

CESNA ALKAUTSAR

Mahasiswa Program Sarjana Teknik Perminyakan
Institut Teknologi Sains Bandung

Falza Izza Wihdany, S.T., M.T.

Abstrak

Lapangan AL ini merupakan lapangan gas yang mulai diproduksi pada tanggal 1 Juli 2005 dengan terdapat 3 sumur produksi namun hanya 1 sumur yang dijadikan *base case*. Seiring berjalannya waktu, lapangan ini mengalami penurunan produksi, sehingga perlu dilakukan pengembangan lapangan untuk mengoptimalkan pengurasan *reservoir*. Pengembangan lapangan dilakukan untuk mempertahankan/meningkatkan produksi dan mengoptimalkan pengurasan *reservoir*. Salah satu upaya adalah dengan penambahan sumur.

Sebelum menggunakan model untuk simulasi *reservoir* ini, perlu untuk mengetahui fluida *reservoir* lapangan AL dengan menggunakan *Software* PVTP dan memasukkan data komposisi fluida hidrokarbon, tekanan, dan temperatur. Diperoleh dari hasil analisis PVTP, diketahui bahwa jenis fluida *reservoir* yang terdapat di lapangan AL ini merupakan retrograde gas. Setelah itu, dilakukan inialisasi untuk mengetahui hasil *in place volumetric* dengan *in place dynamic*. Selanjutnya perlu dilakukan *history matching*. Setelah itu untuk mengidentifikasi zona yang potensial digunakan metode SOI (Simulation Opportunity Index). Selanjutnya tahap forecast, dimana membuat 6 skenario menggunakan batasan laju alir dan bottom hole *pressure*. Skenario ini dibuat selama 20 tahun dimulai dari tahun 2022 sampai tahun 2042. Hasil prediksi kinerja *reservoir* ini digunakan untuk

menghasilkan perolehan gas dan memberikan nilai *recovery factor* terbesar pada *scenario Case 1B* sebesar 36%.

Kata kunci: Simulasi *Reservoir*, *Simulation Opportunity Index*, *Black Oil*, Sumur Infill

Abstract

This field is a gas field that began production on July 1, 2005 with 3 production wells but only 1 well is used as a base case. Over time, this field has experienced a decline in production, so it is necessary to develop the field to optimize reservoir depletion. Field development is carried out to maintain/increase production and optimize reservoir depletion. One of the efforts is the addition of wells.

Before using the model for reservoir simulation, it is necessary to determine the AL field reservoir fluid by using PVTP Software and entering data on hydrocarbon fluid composition, pressure, and temperature. Obtained from the PVTP analysis results, it is known that the type of reservoir fluid contained in the AL field is retrograde gas. After that, this is done-sialization to find out the results of in place volumetric with in place dynamic. Furthermore, history matching needs to be done. After that, to identify potential zones, the SOI (Simulation Opportunity Index) method is used. Next is the forecasting stage, which makes 6 scenarios using flow rate and bottom hole pressure constraints. These scenarios are made for 20 years starting from 2022 to 2042. The results of this reservoir performance prediction are used to generate gas recovery and provide the largest recovery factor value in the Case 1B scenario of 36%.

Keywords: Reservoir Simulation, Simulation Opportunity Index, Black Oil, Infill Wells.

1. PENDAHULUAN

Minyak bumi merupakan salah satu sumber energi yang tidak dapat diperbaharui dan menjadi kebutuhan penting karena kebutuhan akan energi terus meningkat. Oleh karena itu, dalam usaha meningkatkan produksi minyak bumi yang mengalami penurunan produksi dilakukan kegiatan untuk meningkatkan produksi minyak bumi tersebut. Salah satu kegiatan untuk mendorong peningkatan produksi minyak bumi adalah menggunakan simulasi *reservoir* sehingga diperoleh skenario produksi yang terbaik.

Simulasi *reservoir* adalah teknik ilmiah dan rekayasa yang digunakan untuk memprediksi perilaku dan kinerja reservoir minyak dan gas bumi dengan menggabungkan prinsip geologi, fisika, kimia, dan matematika. Menurut John R. Fanchi, Tarek Ahmed, dan William C. Lyons, simulasi ini memungkinkan optimalisasi produksi, perencanaan pengembangan, dan manajemen cadangan dengan menggunakan perangkat lunak canggih seperti ECLIPSE, PETREL, dan CMG. Simulasi *reservoir* membantu mengurangi risiko operasional,

meningkatkan efisiensi produksi, dan mendukung pengambilan keputusan berbasis data, meskipun menghadapi tantangan ketidakpastian data dan kompleksitas geologi.

Penelitian ini menggunakan model *reservoir*, data RCAL dan SCAL (sudah tersedia), dan juga penelitian ini menggunakan simulator Petroleum Experts (PVTP), PETREL 2018, Eclipse E-100.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Fluida *Reservoir*

Fluida *reservoir* terdiri dari gas dan hidrokarbon cair yang terbentuk secara alami. Fluida *reservoir* memiliki karakteristik, komposisi, dan diagram fase yang berbeda. Komposisi fluida hidrokarbon, tekanan, dan temperatur digunakan untuk menentukan apakah fluida berada dalam fase tunggal atau dua fase (McCain, 1990).

Fluida *reservoir* dapat berbeda secara signifikan dari satu *reservoir* ke *reservoir* lainnya tergantung pada batuan sumber, tekanan, dan temperatur *reservoir* tersebut. Fluida *reservoir* terbagi menjadi lima jenis, yaitu minyak hitam, minyak volatil, *retrograde gas*, gas basah, dan gas

kering. Jenis fluida *reservoir* ini dapat ditentukan melalui observasi sampel fluida formasi di laboratorium (McCain, 1990).

2.2 Simulasi *Reservoir*

Simulasi *reservoir* merupakan alat yang sangat diperlukan dalam industri minyak dan gas, memungkinkan para profesional untuk menggunakan model komputasi canggih untuk memprediksi perilaku *reservoir* hidrokarbon yang kompleks dan berubah seiring waktu. Alat pemodelan prediktif canggih ini mampu mengintegrasikan berbagai sumber data, seperti informasi seismik, batuan, dan log sumur, untuk memberikan gambaran yang lebih lengkap tentang distribusi fluida dan menangkap interaksi yang kompleks antara batuan, fluida, dan sumur.

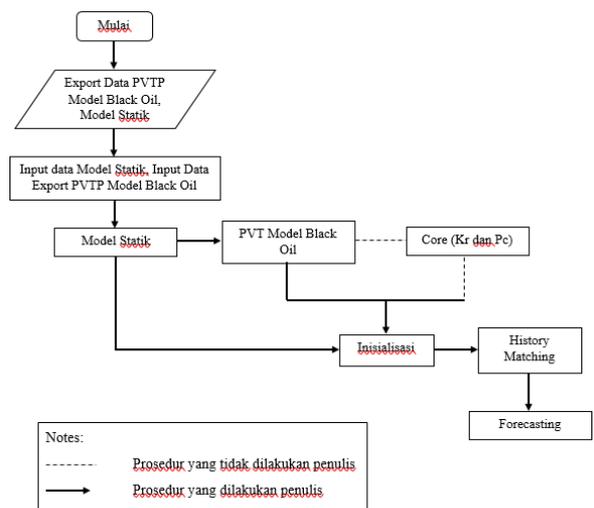
Tujuan simulasi *reservoir* adalah memodelkan kondisi *reservoir* secara matematis dengan mengintegrasikan berbagai data yang ada (geologi, geofisika, petrofisika, dan *reservoir*) untuk memperoleh kinerja *reservoir* secara akurat pada berbagai kondisi sumur dan skenario produksi. Dengan demikian, dapat diperoleh perkiraan yang baik terhadap rencana atau tahap

pengembangan selanjutnya pada suatu lapangan. Unsur-unsur dalam melakukan simulasi *reservoir* meliputi: (Rukmana et al., 2012)

- Mendefinisikan tujuan yang akan dicapai.
- Mengumpulkan, menganalisis, dan mengolah data.
- Membuat model geologi-*reservoir* dan karakteristiknya.
- Menyelaraskan volume hidrokarbon (inisialisasi) dan menyelaraskan kinerja model *reservoir* dengan sejarah produksi (pencocokan sejarah).
- Melakukan peramalan produksi dengan berbagai skenario pengembangan.

3. METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir



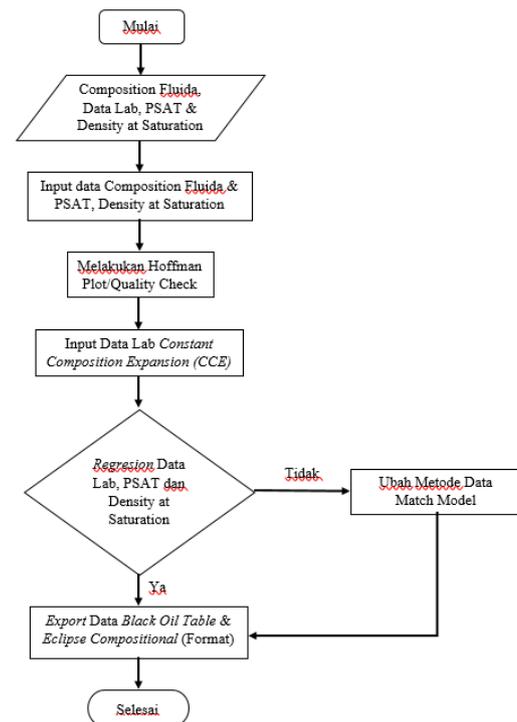
Gambar 3. 1 Diagram Alir Tugas Akhir

Pada penelitian tugas akhir ini, penulis melakukan beberapa tahapan. Tahapan dari penelitian ini digambarkan pada diagram alir yang ditunjukkan pada Gambar 3.1. Penelitian ini dimulai dengan pengumpulan data lalu data-data tersebut digabungkan dan dilakukan analisis. Setelah itu melakukan penginputan data ke dalam model *static* dan *dynamic*, selanjutnya melakukan *inisialisasi*, *history matching*, serta *forecasting*. Untuk mendukung penelitian tugas akhir ini menggunakan *software* Petroleum Experts (PVTP) dan Petrel 2018. Berikut ini merupakan penjelasan mengenai diagram laju alir yang telah disajikan pada Gambar 3.1.

- Pengumpulan Data: Penelitian ini memerlukan data PVT Lab dan model statis, seperti porositas, permeabilitas, saturasi air, dan kontak gas-minyak.
- Pengolahan Data PVT Lab: Input komponen properti fluida, quality check menggunakan Houffman plot, lalu input data constant composition expansion. Setelah itu, lakukan regresi pada data lab, tekanan jenuh, dan densitas pada kondisi jenuh. Jika data lab dan

hasil *software* tidak cocok, lakukan regresi ulang.

- Penginputan Data PVTP ke Model Static: Setelah pengolahan data PVTP, ekspor ke model *static* di Petrel untuk mendapatkan hasil *dynamic*. Berikut alur pengerjaan PVTP pada Gambar 3.2.



Gambar 3. 2 Diagram Alir pengerjaan PVTP

- Inisialisasi: Inisialisasi dilakukan untuk menyelaraskan volume minyak/gas awal (IOIP/IGIP) dengan perhitungan volumetrik. Perbandingan antara model *static* dan *dynamic* dilakukan dengan toleransi $\pm 5\%$.
- History Matching: Validasi properti reservoir dilakukan

melalui history matching untuk menyelaraskan produksi gas dari simulasi dengan data produksi.

- Forecasting: Setelah model divalidasi, langkah selanjutnya adalah melakukan peramalan (forecasting).

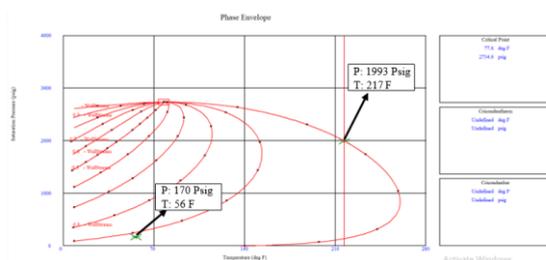
4. PEMBAHASAN

Penulis melakukan *forecasting* dengan 6 skenario batasan untuk menentukan skenario terbaik dalam pengembangan lapangan, yang dijelaskan pada Gambar 4.1.

Constraint Case			
Case-1		Case-1B	
Grup Rate (Gas)	50 MMScf/D	Grup Rate (Gas)	50 MMScf/D
Well Minimum BHP	550 Psi	Well Minimum BHP	350 Psi
Well Minimum Gas Rate	1 MMScf/D	Well Minimum Gas Rate	1 MMScf/D
Case-2		Case-2B	
Grup Rate (Gas)	30 MMScf/D	Grup Rate (Gas)	30 MMScf/D
Well Minimum BHP	550 Psi	Well Minimum BHP	350 Psi
Well Minimum Gas Rate	1 MMScf/D	Well Minimum Gas Rate	1 MMScf/D
Case-3		Case-3B	
Grup Rate (Gas)	20 MMScf/D	Grup Rate (Gas)	20 MMScf/D
Well Minimum BHP	550 Psi	Well Minimum BHP	350 Psi
Well Minimum Gas Rate	1 MMScf/D	Well Minimum Gas Rate	1 MMScf/D

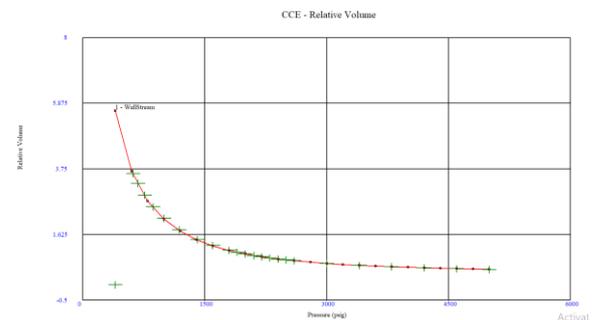
Gambar 4. 1 Skenario pada Lapangan AL

4.1 Fluida Reservoir

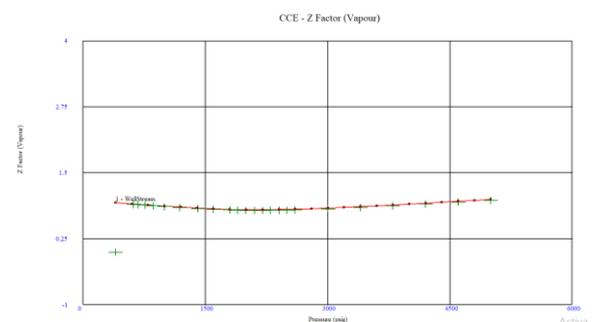


Gambar 4. 2 Phase envelope Lapangan AL

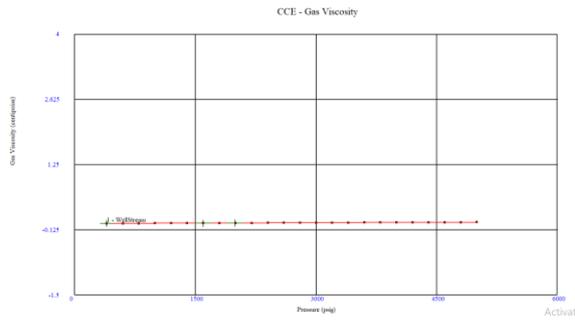
Hasil analisis uji Alir pada Lapangan AL menggunakan *software* PVTP pada tekanan *saturated* menyentuh garis *dew point* dan sudah melewati batas *critical point* maka hasil dari analisa fluida *reservoir* ini dapat dinyatakan *Retrograde Gas*. Kemudian dilanjutkan dengan penyelarasan *pressure saturated*, *density at saturated*, dan data lab *constant composition expansion* yang akan ditampilkan pada Gambar 4.3 sampai Gambar 4.5 bisa dikatakan sudah *match*.



Gambar 4. 3 Relative Volume



Gambar 4. 4 Z-factor

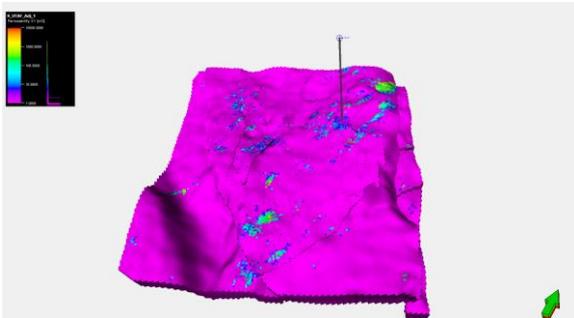


Gambar 4.5 Gas Viscosity

4.2 Simulasi *Reservoir*

Pada tahap ini penulis melakukan simulasi *reservoir* dari model awal lalu menggunakan model *static* dan *dynamic*, inialisasi, *history matching*, perhitungan SOI, lalu *forecasting*.

4.2.1 Model Awal



Gambar 4.6 Distribusi Permeabilitas pada Lapangan AL

Axis	Min	Max	Delta
X	312131.83	333722.50	21590.68
Y	9867127.19	9868331.31	21704.11
Z	-19173.52	-3627.62	6565.90
Permeability XY	0.0000	1914.1068	1914.1068

Description	Value
Unit:	mD
Is upscaled (I)	No
Total number of defined cells in entire proper...	5963358
Total number of upscaled cells:	0
Have the upscaled cell values been edited?	No
Number of edited upscaled cells:	0
Grid cells (n1 x n2 x n3)	214 x 214 x 208
Total number of grid cells:	9525568
Property resolution:	Per cell with volume...
Compressed by:	62.66% of cell size

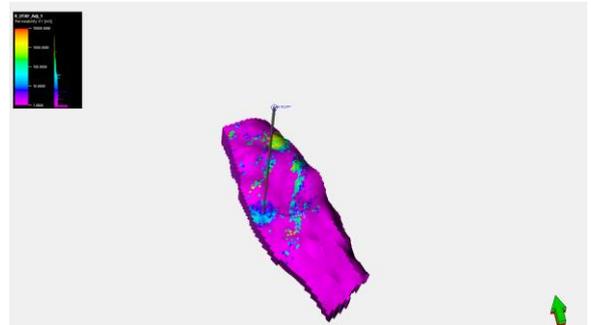
Name	Type	Min	Max	Delta	N	Mean	Std	Var	Sum
Property	Cont.	0.0000	1914.1068	1914.1068	5963358.0...	1.5330	17.8424	318.3497	9149752.2...
Upscaled									
Well logs									

Gambar 4.7 Informasi model Permeabilitas

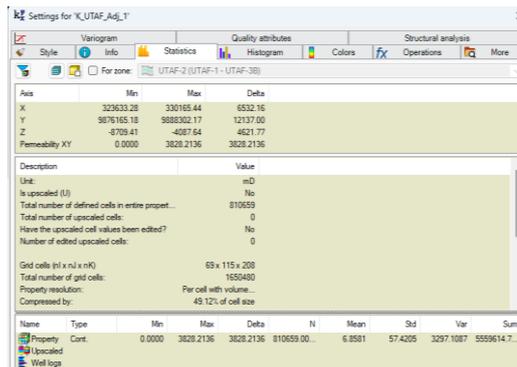
Pada model yang ditunjukkan pada Gambar 4.6 adalah model awal yang terdiri dari 10 zona dan 12 segmen.

4.2.2 Model *Static*

Pada model *static* ini hanya menggunakan 1 segmen saja yang memiliki prospek yaitu segmen 5 yang nantinya akan digunakan pada tahap inialisasi sampai *forecasting*.



Gambar 4.8 Distribusi Permeabilitas segmen 5 pada Lapangan AL



Gambar 4. 9 Informasi model Permeabilitas segmen 5

4.2.3 Perhitungan Volumetrik dengan Inisialisasi

Pada hasil perhitungan volumetrik dengan inisialisasi dapat dilihat pada Tabel 4.1. Dari hasil perhitungan tersebut didapatkan perbandingan -2% bisa dikatakan selisih kecil dan bisa dilanjutkan ke *history matching*.

Tabel 4. 1 Hasil Perbandingan Volumetrik dengan Inisialisasi

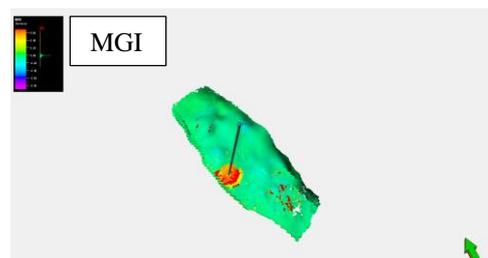
Model	BSCF	Diff%
Dynamic	53.16	-0.2
Static	64.92	

4.2.4 History Matching

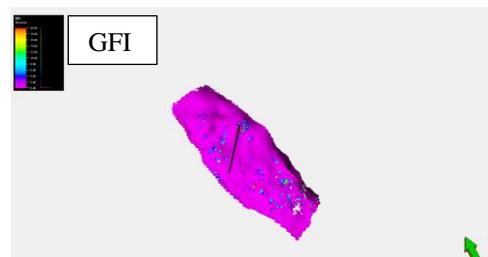
Penyelarasan simulasi *reservoir* terhadap *history production* ini dilakukan pada sumur BE-037_UTAF. Pada sumur BE-037_UTAF ini merupakan sumur *base case* yang dijadikan sebagai sumur acuan. Hasil penyelarasan dapat dilihat pada bagian Lampiran 1.

4.2.5 Perhitungan SOI

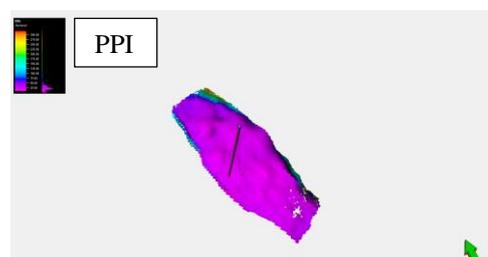
Pada perhitungan *Simulation Opportunity Index* ini dapat dilakukan langsung di simulator petrel dengan menghitung di bagian kalkulator yang sudah tersedia di petrel. Untuk menghitung SOI, diperlukan hasil perhitungan dari MGI, GFI, dan PPI.



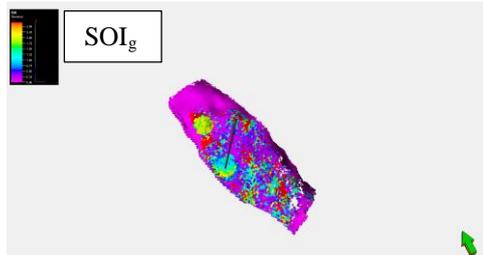
Gambar 4. 10 Hasil model perhitungan *Movable Gas Index*



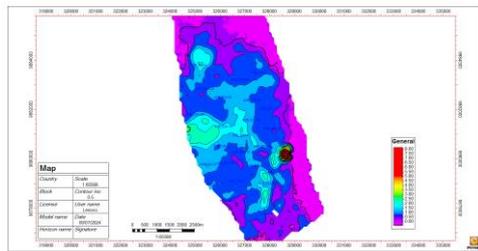
Gambar 4. 11 Hasil model perhitungan *Gas Flow Index*



Gambar 4. 12 Hasil model perhitungan *Pressure Potential Index*



Gambar 4.13 Hasil model perhitungan
Simulation Opportunity Index



Gambar 4.14 Map Avarage SOIg

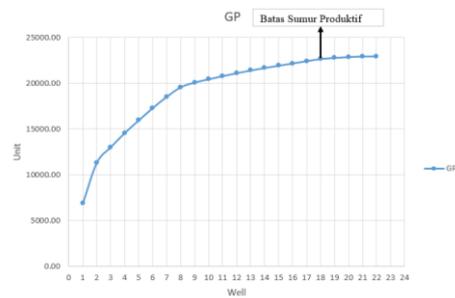
4.2.6 Forecasting

4.2.6.1 Penentuan jumlah Sumur Optimum

Pada tahap ini, penulis membuat *creaming curve* untuk melihat sumur mana saja yang memiliki potensi untuk dapat berproduksi. pada tahap *forecasting* ini penulis melakukan *constraint* awal atau batasan untuk menentukan sumur mana saja yang produktif dengan menggunakan *constraint* yaitu *bottom hole pressure* pada 550 Psi.

Tabel 4.2 Jumlah sumur dan Perolehan gas

Well	Unit	Well Number	GP Penambahan Sumur (MMScf)
Infill_SOI-3:Tubing 1	6894.82	1	6894.82
Infill_SOI-15:Tubing 1	4433.02	2	11327.84
Infill_SOI-18:Tubing 1	1706.56	3	13034.40
Infill_SOI-4:Tubing 1	1552.48	4	14586.89
Infill_SOI-9:Tubing 1	1380.83	5	15967.72
Infill_SOI-8:Tubing 1	1349.83	6	17317.54
Infill_SOI-11:Tubing 1	1230.25	7	18547.80
Infill_SOI-17:Tubing 1	1043.60	8	19591.39
Infill_SOI-10:Tubing 1	521.32	9	20112.71
Infill_SOI-19:Tubing 1	356.52	10	20469.23
Infill_SOI-20:Tubing 1	340.66	11	20809.89
Infill_SOI-12:Tubing 1	321.27	12	21131.16
Infill_SOI-16:Tubing 1	298.46	13	21429.62
Infill_SOI-14:Tubing 1	275.79	14	21705.41
Infill_SOI-22:Tubing 1	250.01	15	21955.43
Infill_SOI-7:Tubing 1	247.95	16	22203.37
Infill_SOI-21:Tubing 1	244.95	17	22448.33
Infill_SOI-5:Tubing 1	239.58	18	22687.91
Infill_SOI-1:Tubing 1	118.08	19	22815.99
Infill_SOI-6:Tubing 1	97.78	20	22903.77
Infill_SOI-13:Tubing 1	60.18	21	22963.94
Infill_SOI-2:Tubing 1	16.24	22	22980.19



Gambar 4.15 Hasil plot *creaming curve*

Pada Lampiran 2 hasil dari *cumulative gas production* sumur infill hanya menggunakan *constraint bottom hole pressure* pada 550 Psi. Kemudian pada Tabel 4.2 pada kolom ke-2 adalah urutan sumur infill dengan *cumulative production* dari tertinggi sampai terendah, lalu pada kolom ke-4 adalah jumlah penambahan sumur GP yang kemudian diplotkan untuk melihat sumur yang memiliki potensi. Sehingga didapatkan dari hasil plot *creaming curve* ini menunjukkan total sumur yaitu ada 22 sumur infill.

Namun, hanya terdapat 18 sumur infill yang produktif seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.18.

4.2.6.2 Prediksi Skenario Lapangan

Pada Lapangan AL dibuatkan enam *scenario* pengembangan lapangan untuk memperoleh cadangan gas yang paling optimal, dan untuk *scenario* terdapat pada Gambar 4.1.

- *Case 1*

Pada *Case 1* ini dilakukan skenario selama 20 tahun dimulai dari tahun 2022 sampai tahun 2042. Pada skenario ini digunakan *constraint* BHP minimum sebesar 550 psi dan *Group Gas Rate* sebesar 50 MMScf/D. Dari skenario *Case 1* ini, hasil yang didapat untuk kumulatif produksi gas sebesar 17 BSCF, kumulatif produksi minyak sebesar 126 MSTB, dan *Recovery Factor* sebesar 33%. Untuk hasil grafik kumulatif produksi gas, kumulatif produksi minyak, dan tekanan terdapat pada Lampiran 3.

- *Case 2*

Pada *Case 2* ini dilakukan skenario selama 20 tahun dimulai dari tahun 2022 sampai tahun 2042. Pada skenario ini digunakan *constraint*

BHP minimum sebesar 550 psi dan *Group Gas Rate* sebesar 30 MMScf/D. Dari skenario *Case 2* ini, hasil yang didapatkan untuk kumulatif produksi gas sebesar 11 BSCF, kumulatif produksi minyak sebesar 77.39 MSTB, dan *Recovery Factor* sebesar 21%. Untuk hasil grafik kumulatif produksi gas, kumulatif produksi minyak, dan tekanan terdapat pada Lampiran 4.

- *Case 3*

Pada *Case 3* ini dilakukan skenario selama 20 tahun dimulai dari tahun 2022 sampai tahun 2042. Pada skenario ini digunakan *constraint* BHP minimum sebesar 550 psi dan *Group Gas Rate* sebesar 20 MMScf/D. Dari skenario *Case 3* ini, hasil yang didapatkan untuk kumulatif produksi gas sebesar 11 BSCF, kumulatif produksi minyak sebesar 78.78 MSTB, dan *Recovery Factor* sebesar 21%. Untuk hasil grafik kumulatif produksi gas, kumulatif produksi minyak, dan tekanan terdapat pada Lampiran 5.

- *Case 1B*

Pada *Case 1B* ini dilakukan skenario selama 20 tahun dimulai dari tahun 2022 sampai tahun 2042. Pada

skenario ini digunakan *constraint* BHP minimum sebesar 350 psi dan *Group Gas Rate* sebesar 50 MMScf/D. Dari skenario *Case 1B* ini, hasil yang didapat untuk kumulatif produksi gas sebesar 19 BSCF, kumulatif produksi minyak sebesar 137.79 MSTB, dan *Recovery Factor* sebesar 36%. Untuk hasil grafik kumulatif produksi gas, kumulatif produksi minyak, dan tekanan terdapat pada Lampiran 6.

- *Case 2B*

Pada *Case 2B* ini dilakukan skenario selama 20 tahun dimulai dari tahun 2022 sampai tahun 2042. Pada skenario ini digunakan *constraint* BHP minimum sebesar 350 psi dan *Group Gas Rate* sebesar 30 MMScf/D. Dari skenario *Case 2B* ini, hasil yang didapat untuk kumulatif produksi gas sebesar 12 BSCF, kumulatif produksi minyak sebesar 86.86 MSTB, dan *Recovery Factor* sebesar 23%. Untuk hasil grafik kumulatif produksi gas, kumulatif produksi minyak, dan tekanan terdapat pada Lampiran 7.

- *Case 3B*

Pada *Case 3B* ini dilakukan skenario selama 20 tahun dimulai dari

tahun 2022 sampai tahun 2042. Pada skenario ini digunakan *constraint* BHP minimum sebesar 350 psi dan *Group Gas Rate* sebesar 30 MMScf/D. Dari skenario *Case 3B* ini, hasil yang didapat untuk kumulatif produksi gas sebesar 12 BSCF, kumulatif produksi minyak sebesar 87.66 MSTB, dan *Recovery Factor* sebesar 23%. Untuk hasil grafik kumulatif produksi gas, kumulatif produksi minyak, dan tekanan terdapat pada Lampiran 8.

- Sensitivitas semua *scenario* lapangan

Dapat diketahui dari Lampiran 6 dengan *Group rate* gas sebesar 50 MMSCF/Day dan well minimum BHP sebesar 350 psi maka *forecasting 1B* merupakan skenario yang tertinggi. Penulis menyimpulkan dengan laju produksi (*Group rate*) yang semakin besar dan tekanan dasar sumur (BHP) yang lebih rendah, efisiensi atau jumlah gas yang diperoleh akan semakin meningkat. Karena tekanan yang lebih rendah memungkinkan gas mengalir lebih mudah dari sumur ke permukaan, sehingga meningkatkan perolehan gas. Untuk hasil grafik

kumulatif produksi gas, kumulatif produksi minyak, dan tekanan dari semua *scenario* terdapat pada Lampiran 9.

4.2.7 Penentuan Skenario Optimum

Dalam menentukan skenario yang optimum untuk pengembangan lapangan gas ini dengan menentukan tingkat perolehan dari penambahan sumur yang disimulasikan. Ditentukan dari peningkatan perolehan dari skenario *Case 1* sampai *Case 3B*. Berikut merupakan hasil dari skenario pengembangan Lapangan AL yang terdapat pada Lampiran 10.

Dari Lampiran 10 dimana telah dilakukan skenario penambahan sumur dan produksi selama 20 tahun dimulai dari tahun 2022 sampai 2042, dapat diketahui skenario *Case 1B* menghasilkan kumulatif produksi gas terbesar yaitu 19253 MMSCF dan *Recovery Factor (RF)* sebesar 36%. Berikut merupakan grafik dari hasil *scenario* pengembangan Lapangan AL.

5. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Didapatkan hasil *in place* volumetrik sebesar 64.92 BSCF dan *in place* dari inisialisasi sebesar 53.16 BSCF.
2. Hasil skenario perolehan gas terbesar dihasilkan oleh skenari *Case 1B* sebesar 19.25 BSCF dengan *recovery factor* 36%.
3. Pada skenario *Case 1*, *Case 2*, *Case 3*, *Case 2B*, *Case 3B* didapatkan perolehan gas sebesar 17.67, 11.13, 11.19, 12.21, 12.20 BSCF dengan RF sebesar 33%, 21%, 21%, 23%, 23%.
4. Dari *Case* sensitivitas dapat diketahui laju produksi (*Group rate*) yang semakin besar dan tekanan dasar sumur (BHP) yang lebih rendah, jumlah gas yang diperoleh akan semakin meningkat. Sehingga *Case 1B* merupakan hasil skenario yang terbaik.

5.2 Saran

1. Untuk penelitian selanjutnya, diharapkan dapat melakukan penambahan zona perforasi,

agar dengan ditambahkan zona perforasi di zona lain dapat meningkatkan hasil *recovery factor*.

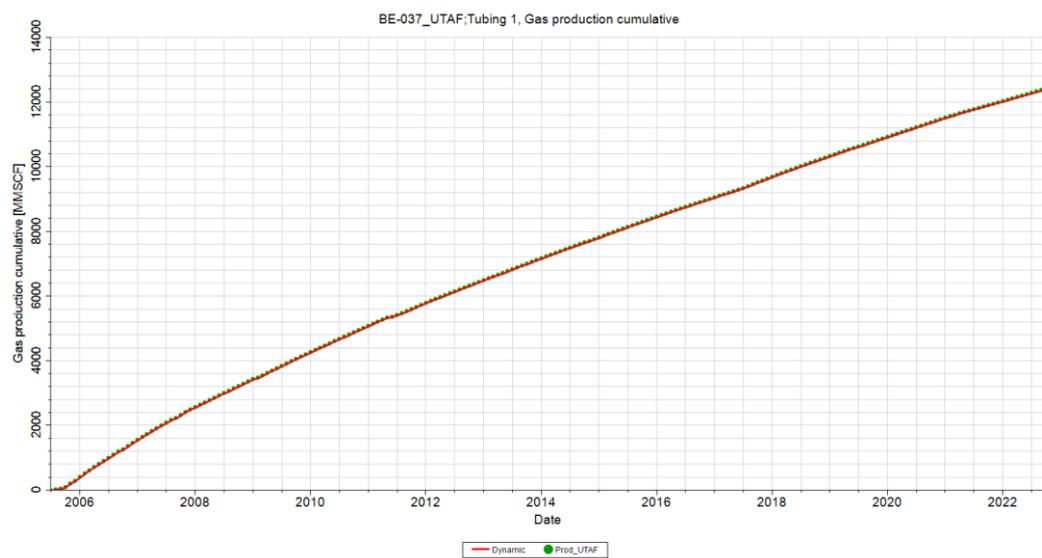
2. Diharapkan pada penelitian berikutnya, dapat meneliti mengenai sumur *existing well* karena dilihat dari perolehan gas masih diatas 1 MMSCF.

DAFTAR PUSTAKA

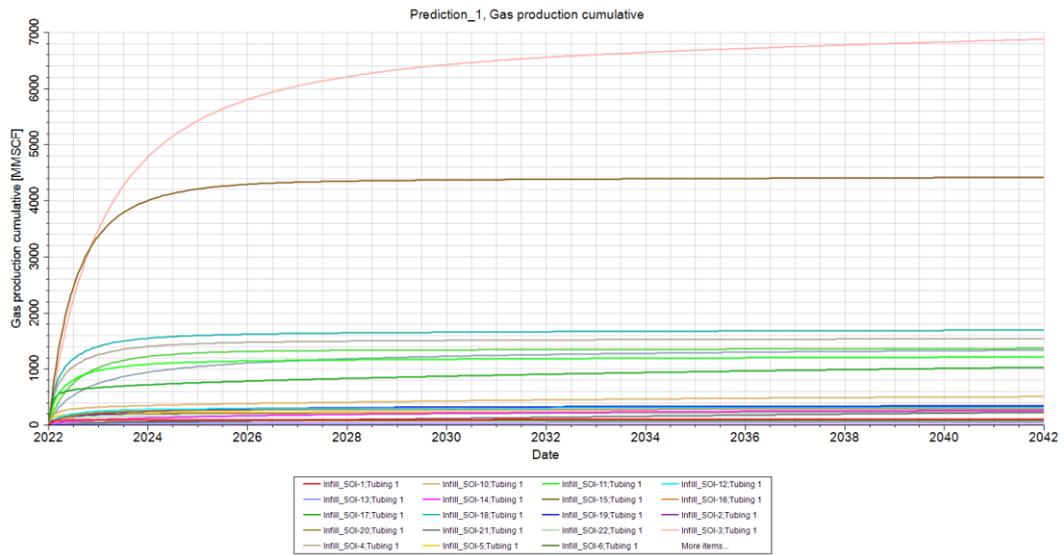
- Ahmed, T. (2006). Reservoir Engineering Hand Book, 3ed. In *Reservoir Engineering Handbook* (Third Edit). Gulf Professional Publishing is.
- Amini, S., & Mohaghegh, S. (2019). Application of machine learning and artificial intelligence in proxy modeling for fluid flow in porous media. *Fluids*, 4(3), 1–17.
<https://doi.org/10.3390/fluids4030126>
- Ariadji, T. (2017). *Esensi & Fondasi Perencanaan Pengembangan Lapangan (POD) Migas*. Penerbit ITB.
- Hidayat, R. (2019). *STRATEGI MEMAKSIMALKAN FAKTOR PEROLEHAN PADA RESERVOIR MULTILAYER*. ITS B.
<https://repository.itsb.ac.id/id/eprint/619>
- Limbe, C. A., Djumantara, M., Wibowo, D. A., Studi, P., Perminyakan, T., Trisakti, U., & Artikel, S. (2021). *PETRO: JURNAL ILMIAH TEKNIK PERMINYAKAN LOKASI SUMUR SISIPAN DENGAN MODEL RESERVOIR 3-DIMENSI: STUDI KASUS PENGEMBANGAN LAPANGAN*. 10(September), 157–166.
- McCain, W. D. (1990). The Properties of Petroleum Fluids. In *PennWell Books*. PennWell Publishing Company.
<https://doi.org/10.1016/b978-0-12-809374-0.00002-7>
- Pamungkas, J. (2011). Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir. In *UPN “Veteran” Yogyakarta*.
- Rukmana, D., Kristanto, D., & Aji, V. D. C. (2012). *Teknik Reservoir: Teori dan Aplikasi* (Pertama). Pohon Cahaya.
- Saputra, W. (2016). Simulation opportunity index, a simple and effective method to boost the hydrocarbon recovery. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2016-Janua*.
<https://doi.org/10.2118/184501-stu>

LAMPIRAN

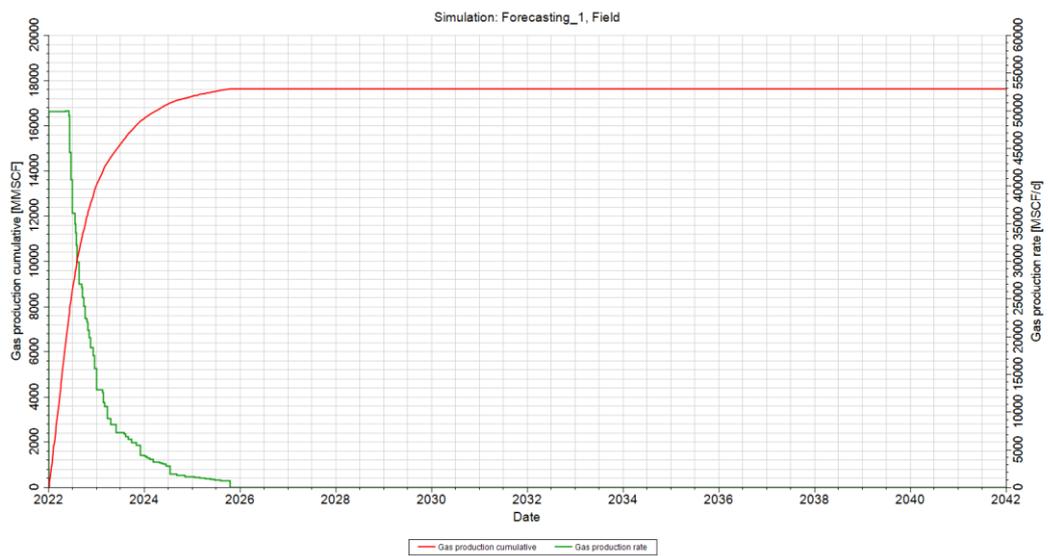
Lampiran 1: Hasil *History Matching*

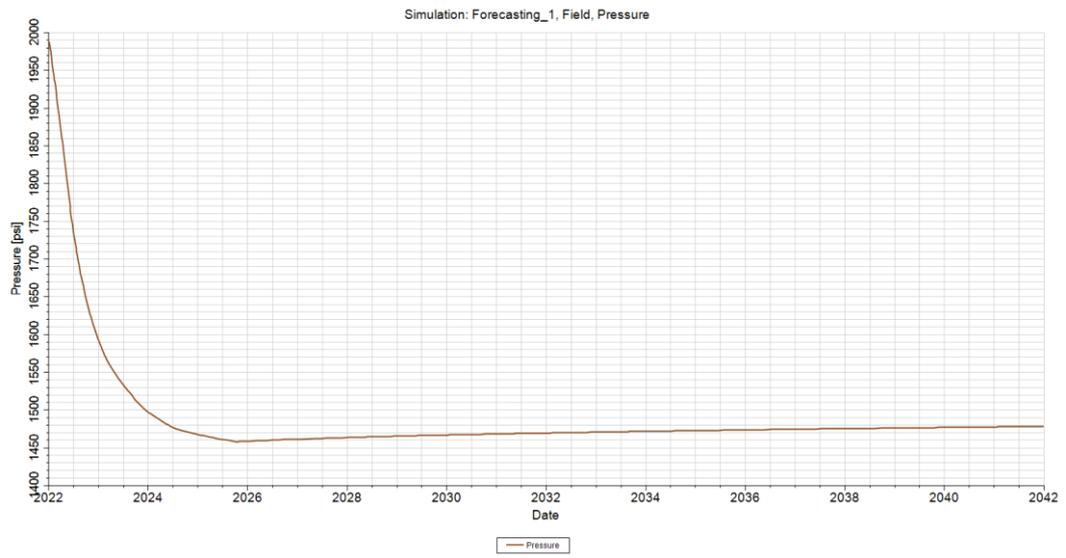
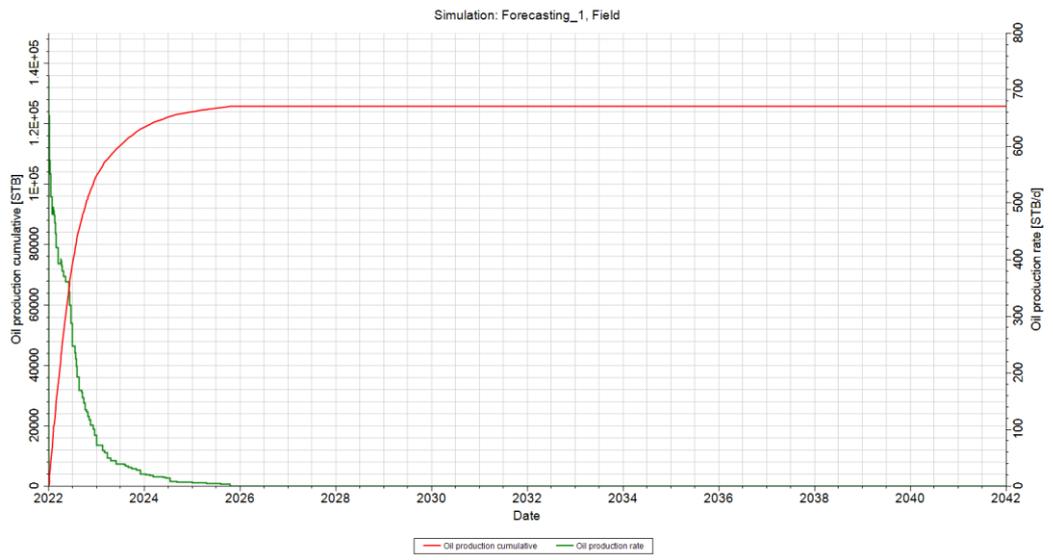


Lampiran 2: Hasil dari *cumulative gas production* sumur infill hanya menggunakan *constraint bottom hole pressure*

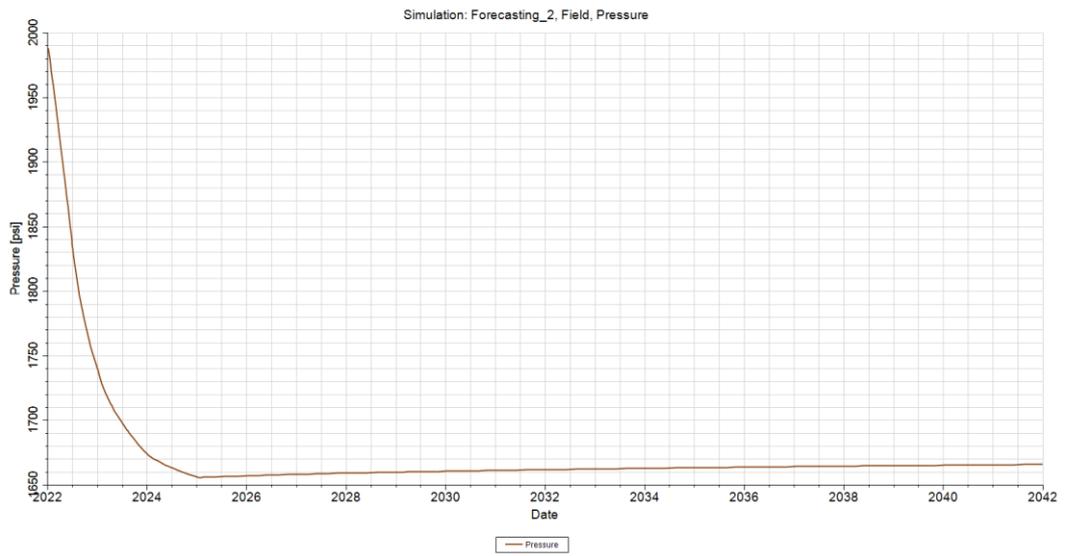
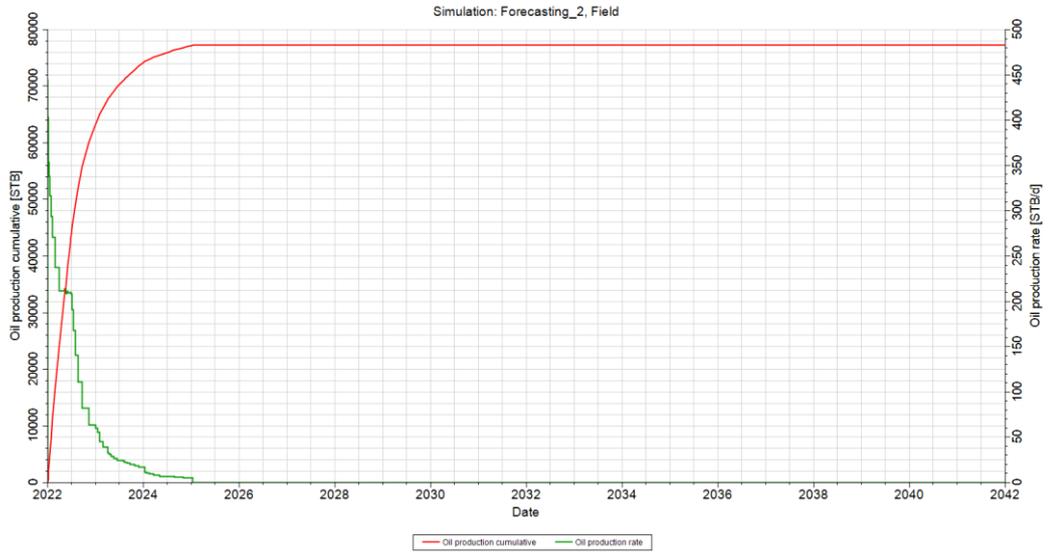
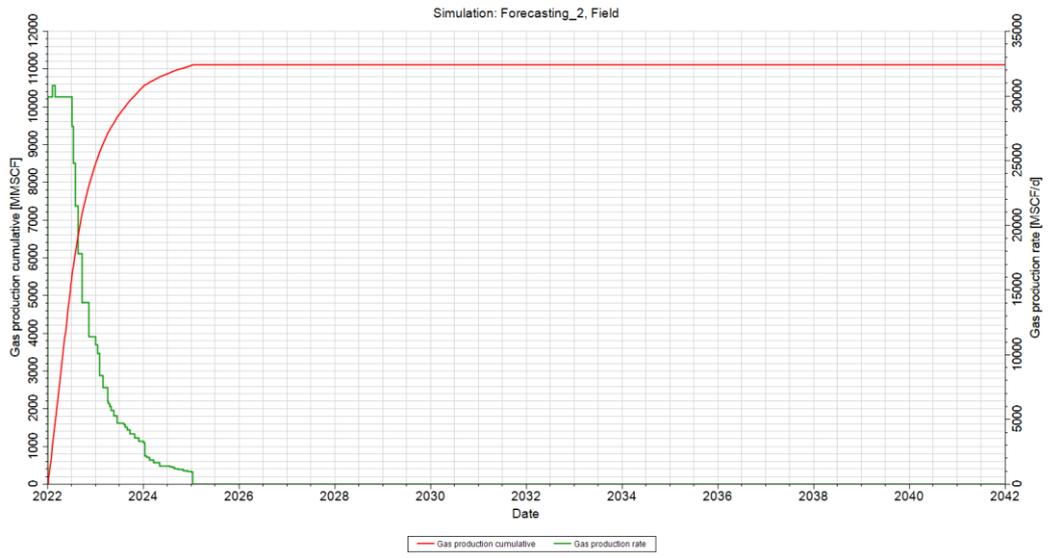


Lampiran 3: Case 1

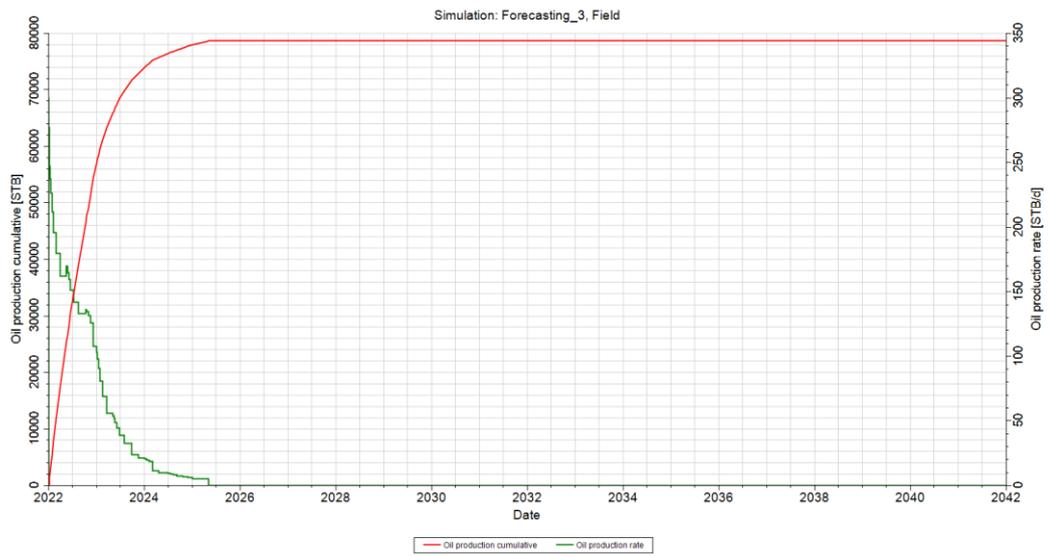
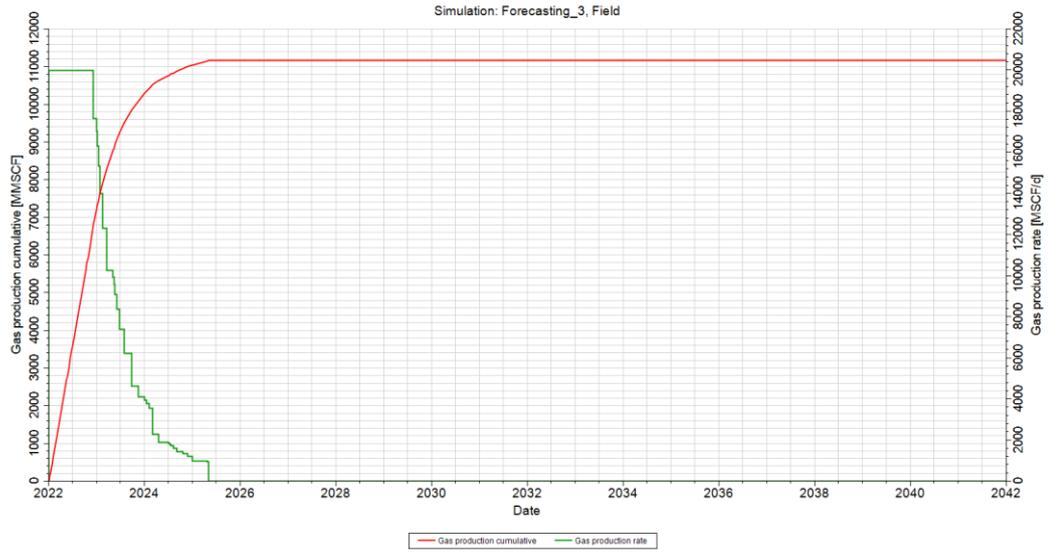


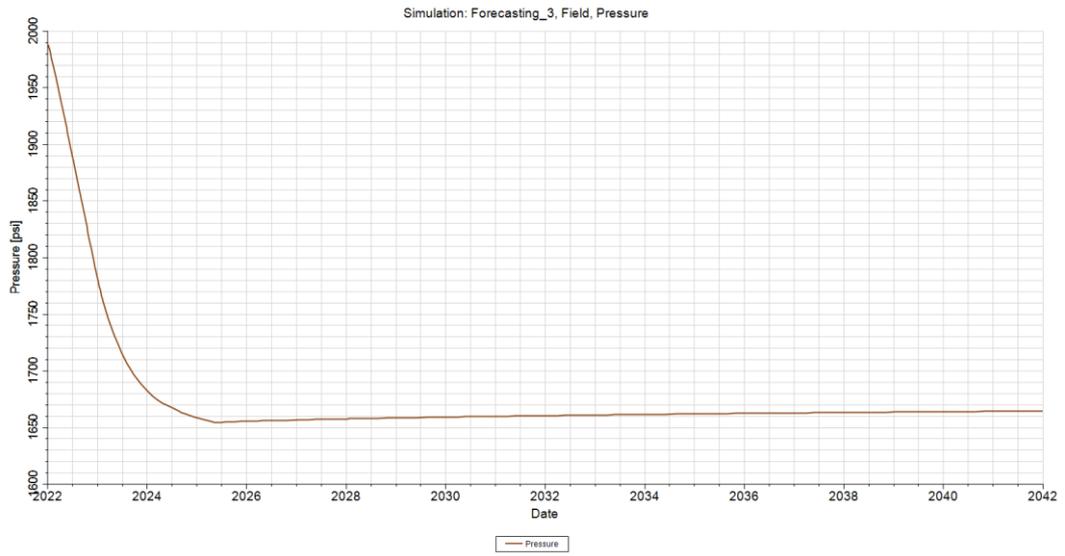


Lampiran 4: Case 2

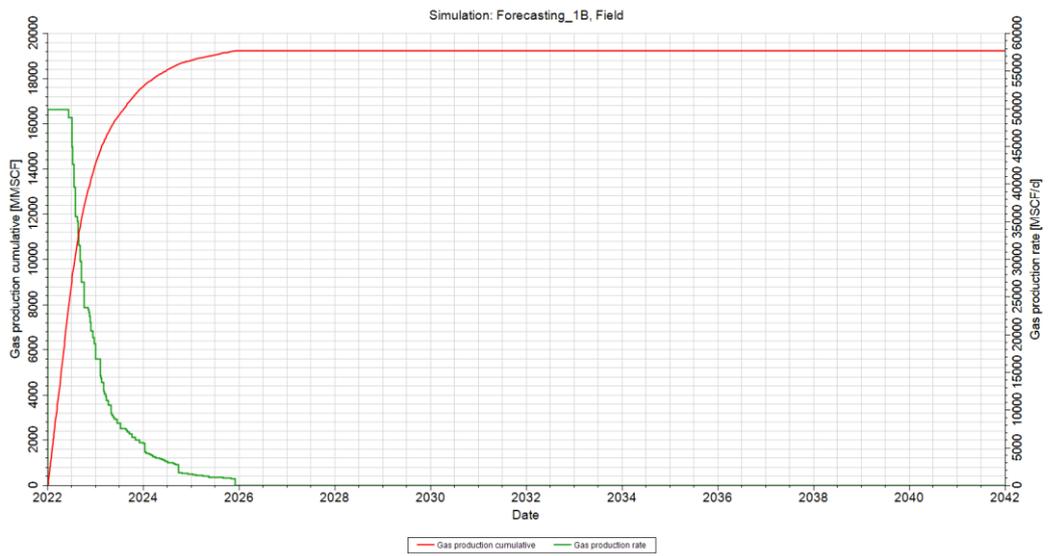


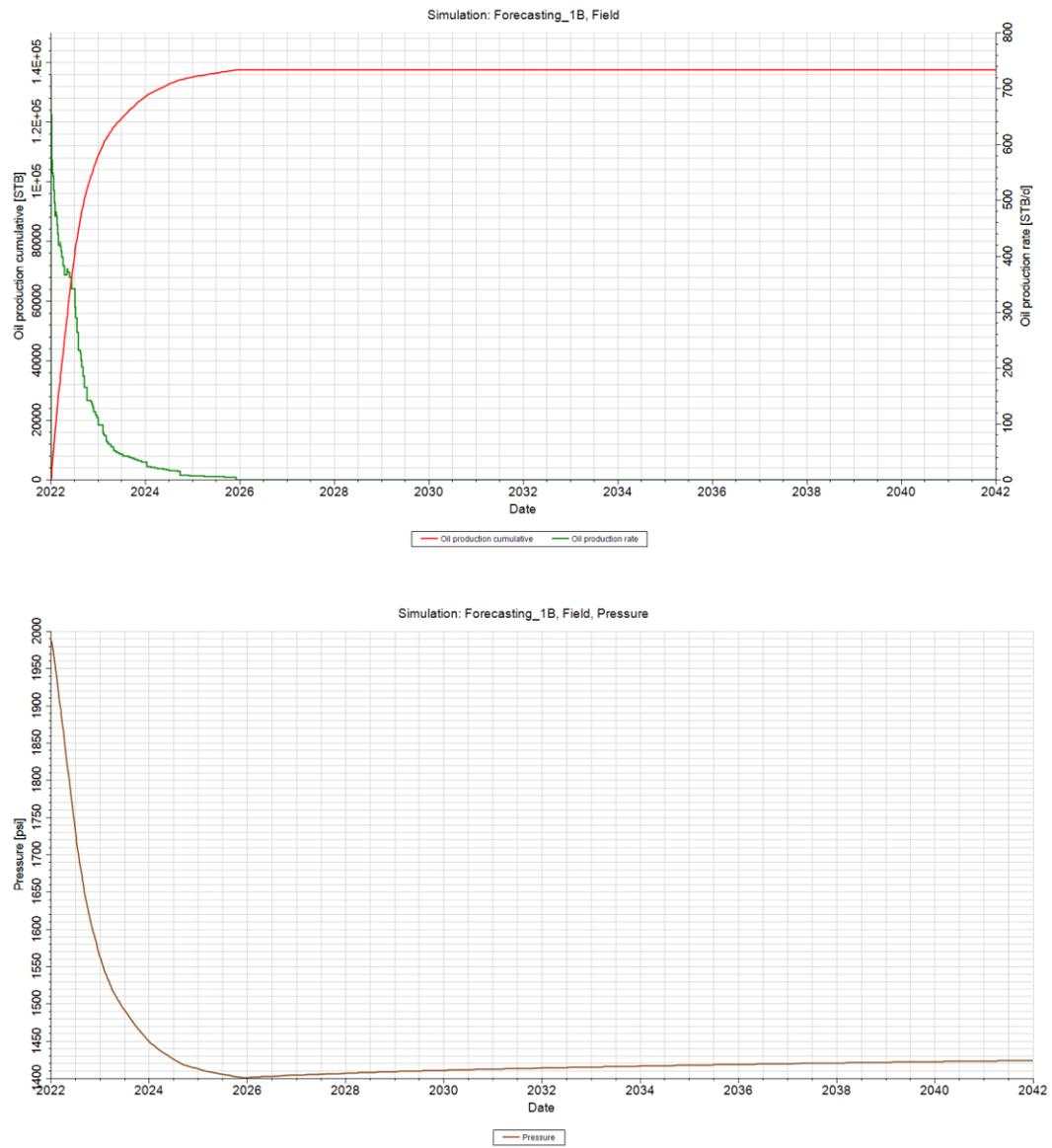
Lampiran 5: Case 3



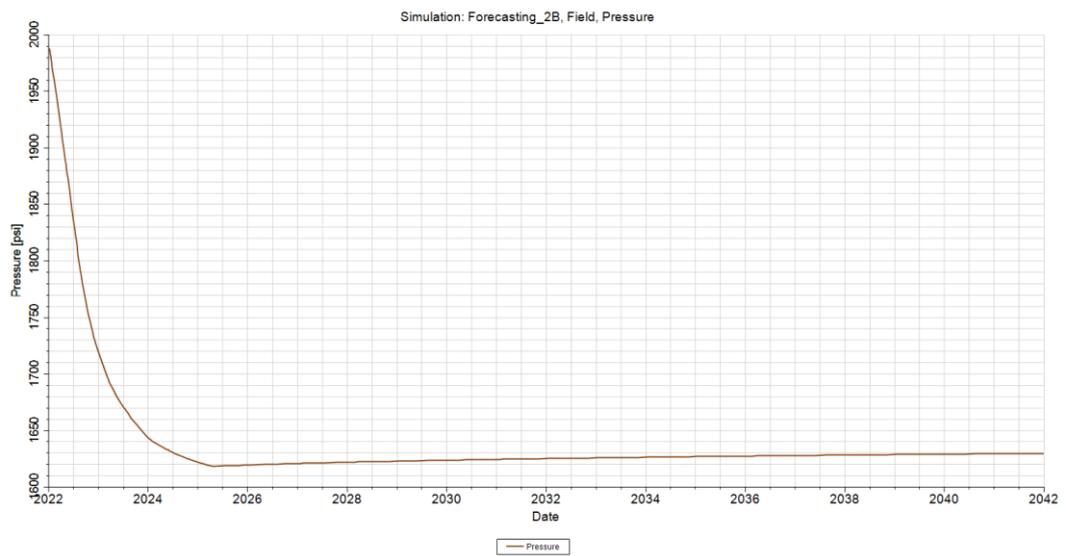
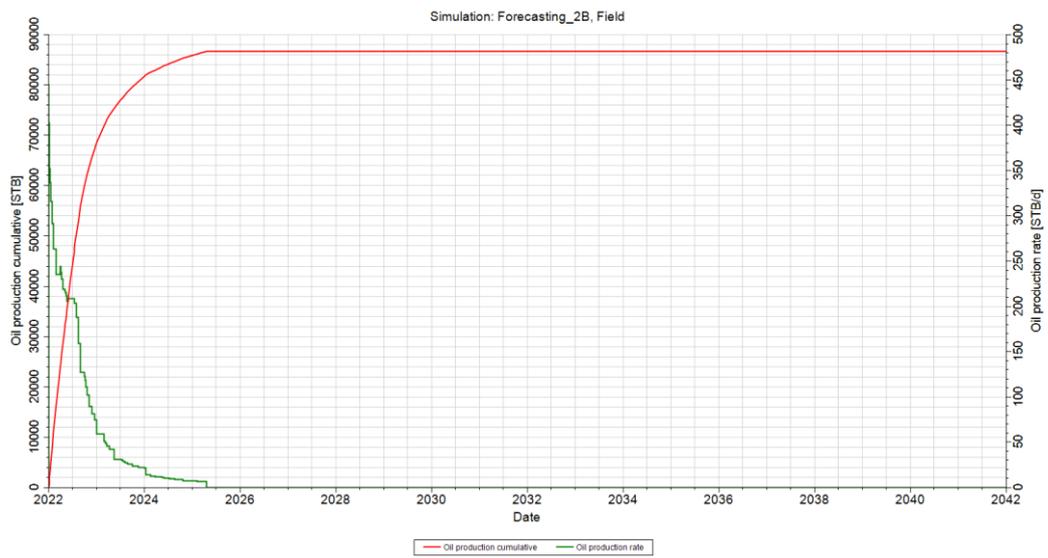
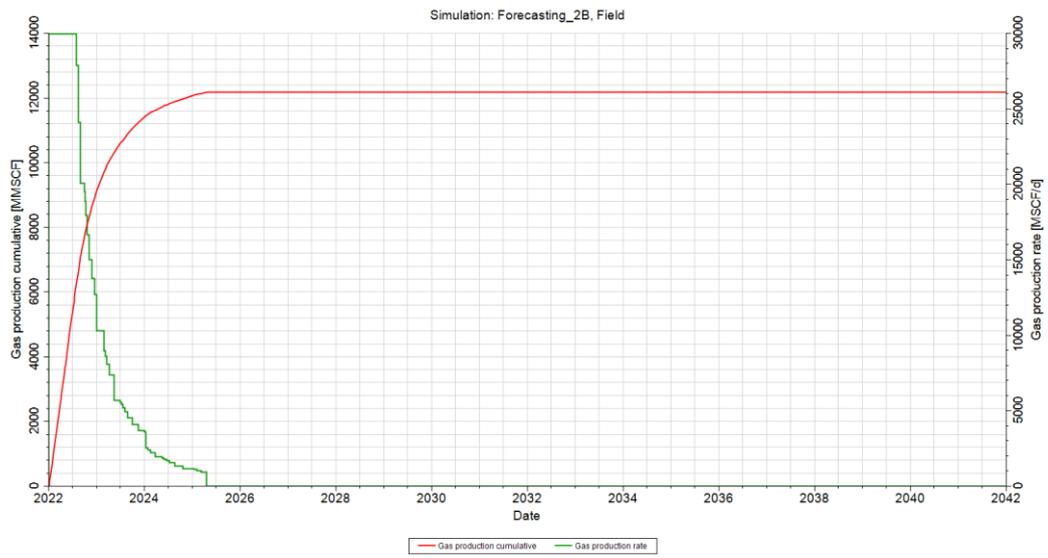


Lampiran 6: Case 1B

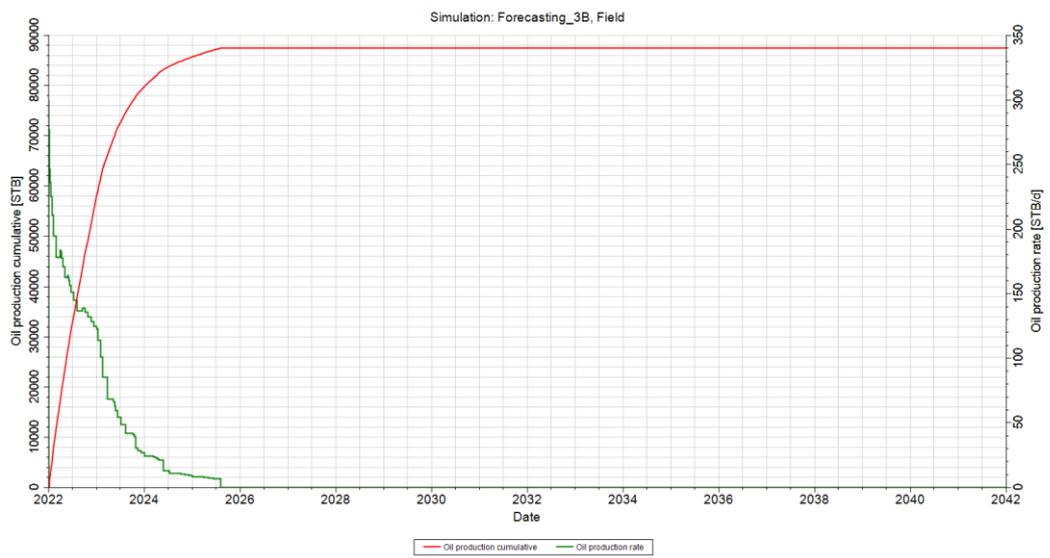
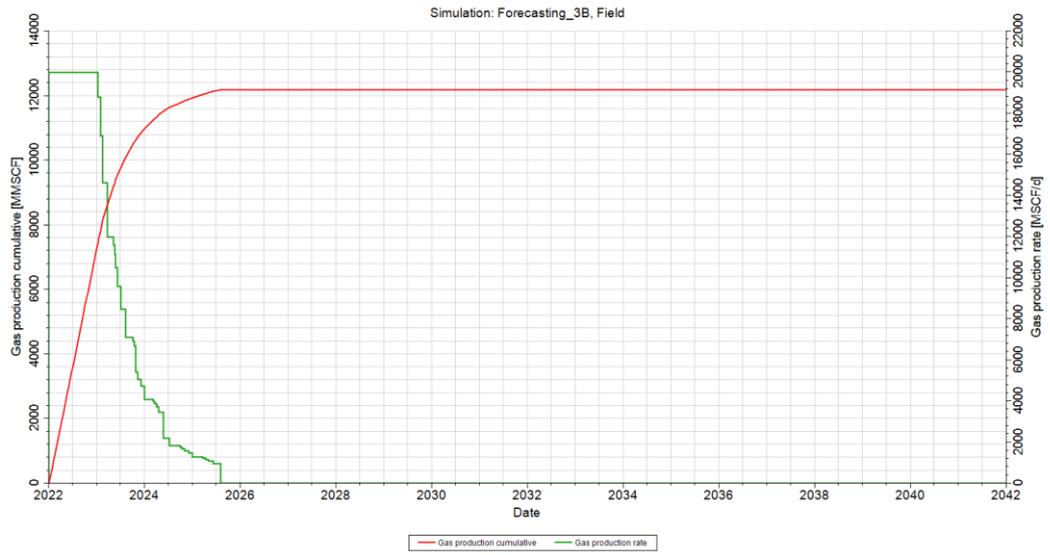


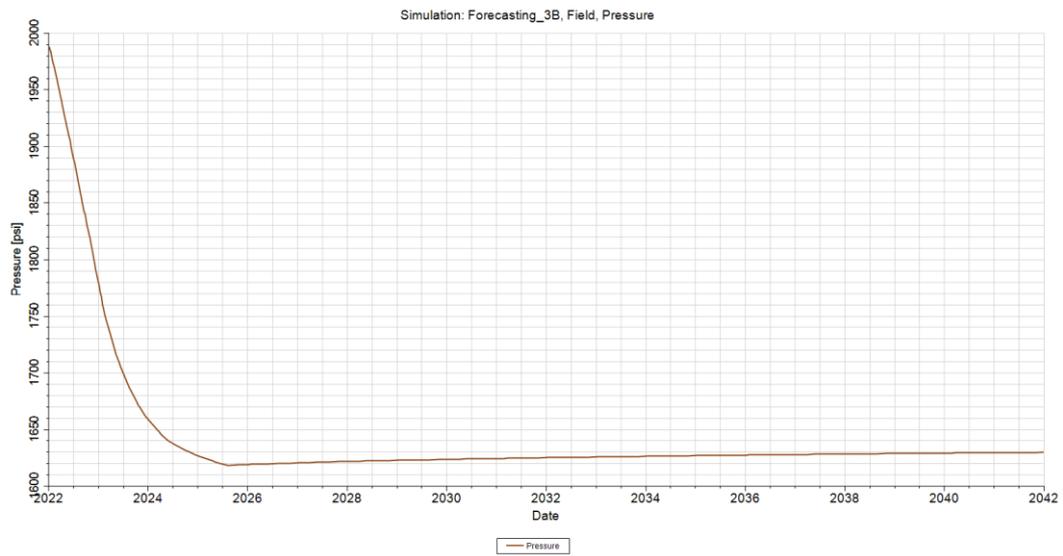


Lampiran 7: Case 2B

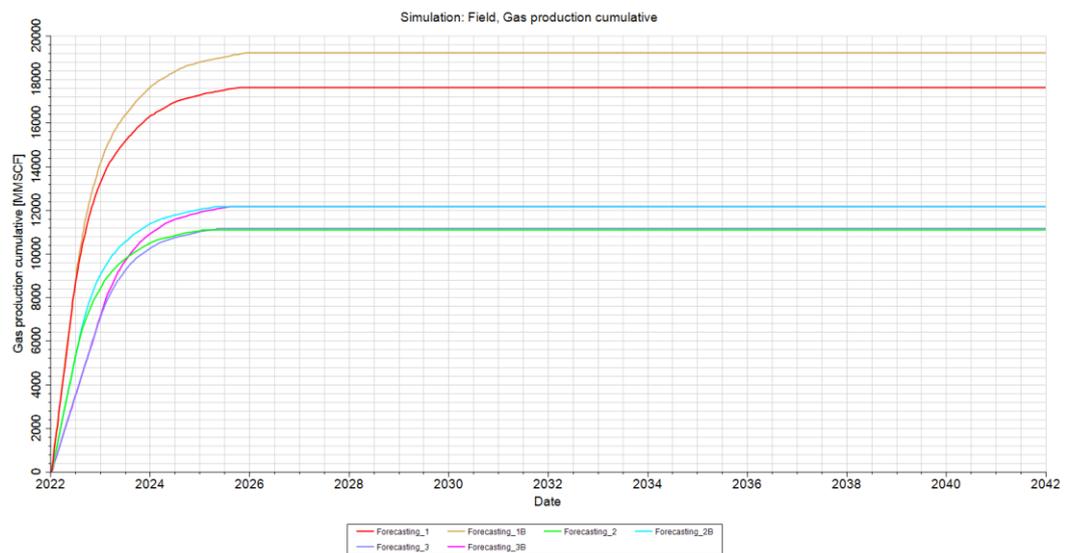


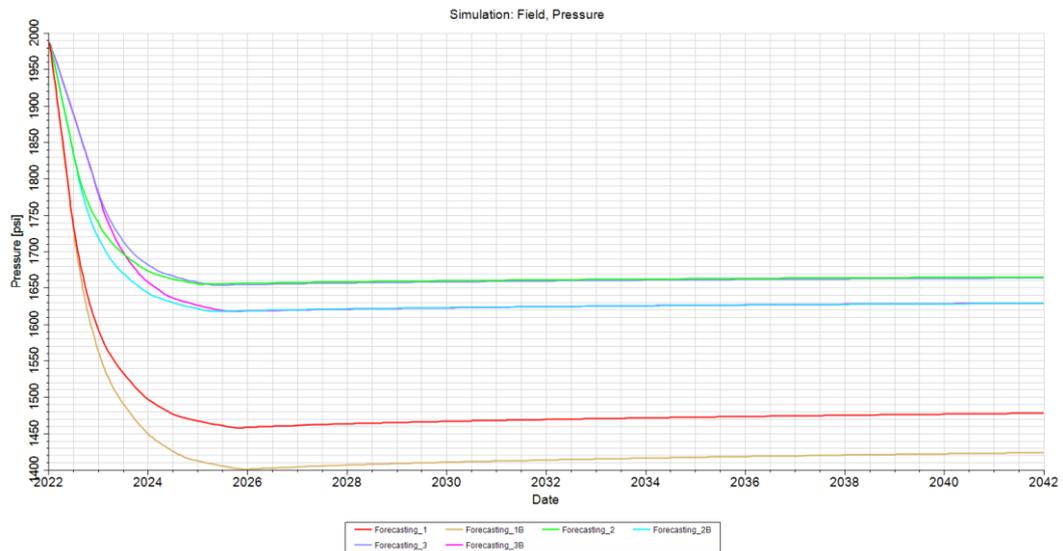
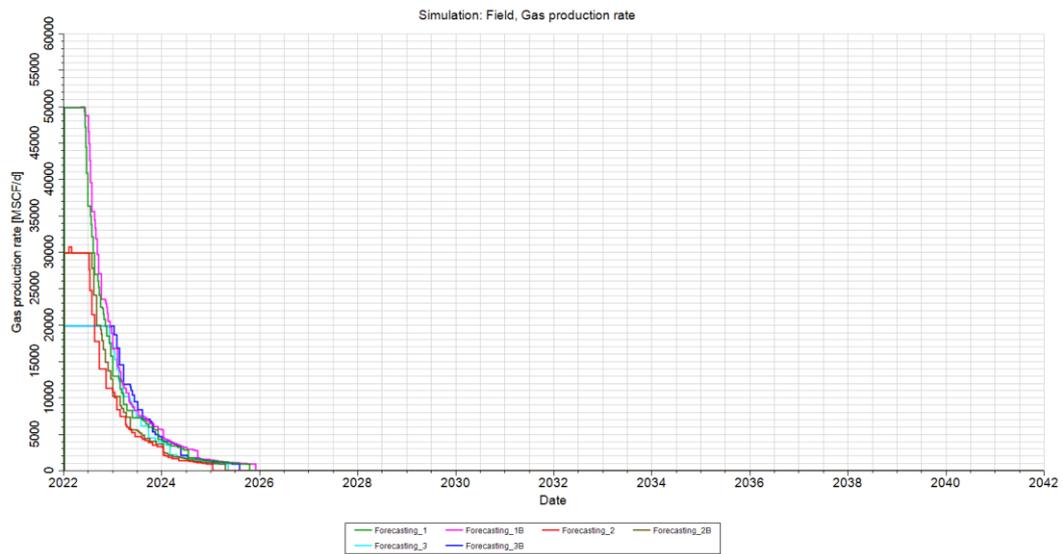
Lampiran 8: Case 3B





Lampiran 9: Sensitivitas semua *scenario* lapangan





Lampiran 10:

Skenario	Rate Plateau (MMscf/d)	Min BHP (Psi)	Durasi Plateau (thn)	Total Durasi Produksi	Gas Cumulative (BSCF)	RF(%)
Case 1	50	550	5 bulan	3 tahun 9 bulan	17.67	33%
Case 2	30	550	5 bulan	3 tahun	11.13	21%
Case 3	20	550	6 bulan	3 tahun 5 bulan	11.19	21%
Case 1B	50	350	6 bulan	3 tahun 11 bulan	19.25	36%
Case 2B	30	350	10 bulan	3 tahun 4 bulan	12.21	23%
Case 3B	20	350	1 tahun	3 tahun 8 bulan	12.20	23%