

**PENERAPAN METODE *UNCERTAINTY ANALYSIS* UNTUK  
SKENARIO *INFILL DRILLING* DALAM PENGEMBANGAN  
LAPANGAN “NSF” MENGGUNAKAN *COMPREHENSIVE  
DECLINE CURVE ANALYSIS***

**TUGAS AKHIR**

**NUR AJIB**

**124.20.017**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN**

**INSTITUT TEKNOLOGI SAINS BANDUNG**

**BEKASI**

**2024**

**PENERAPAN METODE *UNCERTAINTY ANALYSIS* UNTUK  
SKENARIO *INFILL DRILLING* DALAM PENGEMBANGAN  
LAPANGAN “NSF” MENGGUNAKAN *COMPREHENSIVE  
DECLINE CURVE ANALYSIS***

**TUGAS AKHIR**

**NUR AJIB**

**124.20.017**

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik  
Pada Program Studi Teknik Perminyakan



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN  
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN  
INSTITUT TEKNOLOGI SAINS BANDUNG  
BEKASI  
2024**

**LEMBAR PENGESAHAN**

**PENERAPAN *METODE UNCERTAINTY ANALYSIS* UNTUK  
SKENARIO *INFILL DRILLING* DALAM PENGEMBANGAN  
LAPANGAN “NSF” MENGGUNAKAN *COMPREHENSIVE  
DECLINE CURVE ANALYSIS***

**JURNAL TUGAS AKHIR**

**NUR AJIB**

**124.20.017**

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik  
pada Program Studi Teknik Perminyakan

Menyetujui,

Bekasi, 20 Juli 2024

Pembimbing 1



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

Pembimbing 2



(Catur Kristiawan S.T.)

Mengetahui,

Kepala Program Studi Teknik Perminyakan

Institut Teknologi Sains Bandung



Ir. Aries Prasetyo, S.T., M.T.

NIDN: 04140468

**PENERAPAN METODE *UNCERTAINTY ANALYSIS* UNTUK SKENARIO  
*INFILL DRILLING* DALAM PENGEMBANGAN LAPANGAN “NSF”  
MENGUNAKAN *COMPREHENSIVE DECLINE CURVE ANALYSIS***

**Nur Ajib**

Mahasiswa Program Sarjana Teknik Perminyakan Institut Teknologi Sains  
Bandung

**Falza Izza Wihdany, S.T., M.T. & Catur Kristiawan S.T.**

**Abstrak**

Pada penelitian ini dilakukan analisa dengan metode *decline curve* yang dibantu *oil field manager software* (OFM). Perencanaan pengembangan lapangan dengan dilakukan dengan metode *decline curve analysis* (DCA) yang juga didukung oleh analisa lain untuk memperkuat dasar dalam pengambilan keputusan pada penelitian ini. Analisa yang dilakukan juga adalah *material balance equation* (MBE) yang digunakan untuk mengetahui nilai *in-place* secara dinamik untuk mengetahui volume hidrokarbon yang sudah tercangkup oleh sumur-sumur *existing*, sehingga di dapatkan skenario penambahan 5 sumur *infill* pada formasi A-TA dan 2 sumur *infill* pada formasi I-TA.

Dilakukan penentuan penerapan metode *uncertainty analysis* sebelum dilakukan *forecast* untuk skenario *base case* dan penambahan sumur *infill* sampai tahun 2043 dengan *economic limit* 10 bopd/sumur pada formasi oil dan 300 mscfpd/sumur pada formasi gas. Maka pada skenario *basecase* Lapisan A-TA didapatkan RF sebesar 8.56% dengan EUR 3.66 MMBbl dan pada skenario penambahan sumur *infill* didapatkan RF sebesar 10.90% dengan EUR 4.66 MMBbl. Sedangkan pada Lapisan I-TA pada skenario *base case* didapatkan RF sebesar 10.47% dengan EUR 15.06 BScf dan pada skenario *infill* RF-nya sebesar 12.87% dengan EUR 18.51 BScf.

Kata kunci: *infill drilling, uncertainty analysis, base case, EUR, RF*

## **Abstract**

In this research, analysis was carried out using the decline curve method assisted by oil field manager software (OFM). Field development planning is carried out using the decline curve analysis (DCA) method supported by other analyses to strengthen the basis for decision-making in this research. The study carried out is also a material balance equation (MBE) which is used to determine the dynamic inplace value to determine the volume of hydrocarbons that have been covered by existing wells so that we get a scenario of adding 5 infill wells to the A-TA formation and 2 infill wells to the I-TA formation.

Determining the application of the uncertainty analysis method before forecasting is carried out for the base case scenario and additional infill wells until 2043 with an economic limit of 10 bopd/well in oil formations and 300 mscfpd/well in gas formations. So in the A-TA Layer base case scenario, RF is obtained at 8.56% with EUR 3.66 MMBbl, and in the additional infill well scenario, RF is obtained at 10.90% with EUR 4.66 MMBbl. Meanwhile, in the I-TA Layer in the base case scenario, the RF is 10.47% with EUR 15.06 BScf and in the infill scenario, the RF is 12.87% with EUR 18.51 BScf.

Keywords: *infill drilling, uncertainty analysis, base case, EUR, RF*

## 1. PENDAHULUAN

Struktur lapangan NSF terletak pada tinggian dan berlokasi di arah barat dari Betara Deep yang merupakan *hydrocarbon kitchen*. Reservoir hidrokarbon berisikan minyak pada formasi A-TA dan gas pada formasi J-TA, I-TA, dan B-TA.

Berdasarkan data POD terakhir yang dilakukan, Lapangan NSF memiliki nilai IOIP sebesar 42.76 MMSTB dengan kumulatif produksi sebesar 3.18 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 7.4% pada formasi A-TA. Dan untuk formasi lapisan gas berdasarkan data GGR *Study* yang dilakukan pada tahun 2022 memiliki nilai IGIP sebesar 172.04 BSCF dengan kumulatif produksi sebesar 30.62 BSCF, sehingga *recovery factor* sebesar 17.8% pada formasi J-TA, I-TA dan B-TA. Lapangan NSF memiliki luas 175 km<sup>2</sup> dan telah dilengkapi oleh 20 lokasi sumur.

Dilihat dari nilai kumulatif produksi dan *recovery factor* yang terdapat pada lapangan ini, maka perlu dilakukan perencanaan dan peramalan skenario pengembangan dengan beberapa metode yang

potensial untuk dikembangkan pada lapangan ini. Skenario yang akan digunakan pada tahap pengembangan ini adalah penambahan sumur *infill* atau *infill drilling scenario* yang bertujuan untuk memperluas daerah pengurasan dengan menambahkan sumur produksi pada daerah hidrokarbon yang belum terkuras untuk meningkatkan perolehan minyak berdasarkan potensial area yang tersisa setelah *history matching* sehingga perolehan minyak dapat meningkat.

Perencanaan pengembangan lapangan dengan skenario ini dilakukan dengan metode *decline curve analysis* (DCA) yang juga didukung oleh analisa lain untuk memperkuat dasar dalam pengambilan keputusan pada penelitian ini. Metode *decline curve analysis* dipilih karena telah terjadi penurunan produksi pada lapangan ini dan karena keterbatasan data *Reservoir* dan Geologi. Selain itu DCA digunakan sebagai langkah untuk pengambilan keputusan yang lebih cepat karena memiliki waktu pengerjaan yang lebih cepat dari metode lainnya, dan metode ini juga dapat digunakan untuk menentukan

parameter yang menjadi landasan seperti laju penurunan produksi, sisa cadangan sampai pada penentuan *estimated ultimate recovery*. Analisa *decline curve* ini dibantu dengan *software oilfield manager* (OFM). Dengan OFM, dapat ditentukan waktu produksi (*trend*) yang digunakan untuk menganalisa jenis *decline curve* serta dapat diketahui cadangan yang diperkirakan akan dapat diproduksi pada jangka waktu tertentu dalam rangka meningkatkan nilai *recovery factor*. Peramalan *forecasting* dilakukan pada skenario yang direncanakan untuk pengembangan lapangan ini. Dari peramalan ini dapat disimpulkan bagaimana pengaruh dari skenario *infill drilling* ini terhadap nilai perolehan minyak. *Forecasting* akan menunjukkan seberapa banyak cadangan yang dapat diproduksi dengan skenario yang diterapkan pada Lapangan NSF.

Dari analisa yang dilakukan pada setiap lapisan formasi *reservoir* Lapangan NSF, dapat diketahui bagaimana sisa cadangan yang ada untuk selanjutnya dilakukan perencanaan dan peramalan skenario pengembangan untuk meningkatkan

perolehan minyak yang optimum di masa depan.

## 2. TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 *Decline Curve Analysis*

Pada prinsipnya peramalan jumlah cadangan minyak atau gas sisa dengan metode *decline curve* adalah memperkirakan hasil ekstrapolasi (penarikan garis lurus) yang diperoleh dari suatu grafik (kurva) yang dibuat berdasarkan *plotting* antara data-data produksi terhadap produksi kumulatif atau terhadap waktu produksinya. Sedangkan untuk peramalan cadangan dan produksi minyak atau gas pada waktu yang akan datang dapat digunakan beberapa macam tipe grafik, yaitu sebagai berikut:

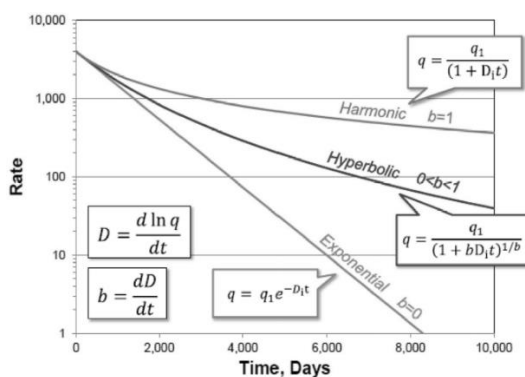
- a. *Rate* produksi *versus* waktu ( $q$  vs  $t$ )
- b. *Rate* produksi *versus* produksi kumulatif ( $q$  vs  $N_p$ )
- c. Persen minyak *versus* produksi kumulatif ( $\%$  vs  $N_p$ )
- d. Produksi gas kumulatif *versus* produksi minyak kumulatif ( $G_p$  vs  $N_p$ )
- e. Persen air *versus* produksi kumulatif

- f. Tekanan *reservoir* versus produksi minyak kumulatif (P vs Np)

Dari beberapa tipe grafik tersebut di atas, yang paling umum digunakan adalah tipe grafik pertama ( $q_0$  vs  $t$ ) dan tipe kedua ( $q_0$  vs  $N_p$ ), dimana kedua tipe grafik tersebut akan memberikan pendekatan grafis yang dinamakan *decline curve*.

### 2.1.1 Jenis-jenis *Decline Curve*

Secara umum *decline* dapat dibagi menjadi 3 (tiga) jenis, yaitu *exponential decline*, *hyperbolic decline* dan *harmonic decline*, berdasarkan harga *decline exponent* yang mempengaruhi pola penurunan peramalan produksi. Berikut adalah gambar yang menampilkan jenis-jenis penurunan kurva produksi terhadap waktu.



Gambar 2. 1 Jenis-jenis *Decline*

Gambar 2.5 dapat memberi sekilas perbedaan antara masing-masing decline, secara singkat terlihat kurva exponential membentuk garis lurus tidak seperti kurva hyperbolic dan harmonic. Berikut akan dijelaskan serta dirincikan tentang jenis masing-masing decline.

#### 2.1.1.1 *Exponential Decline*

Jika laju produksi segaris terhadap waktu maka akan terjadi *straight line* (garis lurus) pada grafik semilog hal ini dinamakan dengan *exponential decline*. Exponential decline curve disebut juga geometric decline atau *semilog decline* atau *constant percentage decline* mempunyai ciri penurunan produksi pada suatu interval waktu tertentu sebanding dengan laju produksinya.

Dari hubungan tersebut, apabila variabel-variabelnya dipisahkan maka dapat ditentukan beberapa macam hubungan yaitu hubungan antar laju produksi terhadap waktu dan hubungan laju produksi terhadap produksi kumulatif. Kurva penurunan yang konstan ini hanya diperoleh bila eksponen *decline* adalah nol ( $b=0$ ) sehingga laju *decline* konstan. Secara



sistematis, persamaan yang membentuk kurva penurunan eksponensial dapat dirumuskan menjadi sebagai berikut.

$$q_t = q_i e^{-D_i t} \dots\dots\dots(2-15)$$

Berikut persamaan yang digunakan dalam analisis *exponential decline*.

- a. Nominal *exponential decline rate* ( $D_i$ )

$$D_i = \frac{\ln\left(\frac{q_i}{q_t}\right)}{t} \dots\dots\dots(2-16)$$

- b. Kumulatif Produksi ( $N_p$ )

$$N_p = \frac{(q_i - q_t)}{D_i} \dots\dots\dots(2-17)$$

- c. Waktu perolehan akhir ( $t_a$ )

$$t_a = \frac{\ln\left(\frac{q_i}{q_a}\right)}{D_i} \dots\dots\dots(2-18)$$

Dimana:

$q_t$  = Laju produksi pada waktu t, BOPD

$q_i$  = Laju produksi awal terjadi *decline (initial)*, BOPD

$D_i$  = *Initial nominal exponential decline rate*, 1/day

t = Waktu, day

e = Bilangan logaritma (2.718)

$t_a$  = Umur produksi, day

$q_a$  = Laju produksi *abandonment*, BOPD

$N_p$  = Kumulatif produksi, STB

### 2.1.1.2 *Hyperbolic Decline*

Pemodelan persamaan *hyperbolic* terjadi pada situasi dimana data-data produksi terhadap waktu yang diplot dalam grafik semilog membentuk garis melengkung, bukan lurus (*straight line*). Pada *hyperbolic decline*, harga *decline exponent* (b) lebih dari 0 dan kurang dari 1 ( $0 < b < 1$ ).

Berikut adalah persamaan laju produksi dari *hyperbolic decline*.

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + b D_i t)^{\frac{1}{b}}} \dots\dots\dots(2-19)$$

dimana:

$q_t$  = Laju produksi pada waktu t, BOPD

$q_i$  = Laju produksi awal terjadi *decline (initial)*, BOPD

$D_i$  = *Initial nominal exponential decline rate*, 1/day

t = Waktu, day

b = *Decline exponent*

Berikut merupakan persamaan-persamaan yang digunakan dalam analisis *hyperbolic decline*.

- a. Nominal *exponential decline rate* ( $D_i$ )

$$D_i = \frac{\left(\frac{q_i}{q_t}\right)^b - 1}{b \cdot t} \dots\dots\dots(2-20)$$

b. Kumulatif Produksi ( $N_p$ )

$$N_p = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} (q_i^{1-b} - q_t^{1-b}) \dots\dots\dots(2-21)$$

c. Waktu perolehan akhir ( $t_a$ )

$$t_a = \frac{\left(\frac{q_i}{q_a}\right)^b - 1}{b D_i} \dots\dots\dots(2-22)$$

dimana:

$q_t$  = Laju produksi pada waktu t, BOPD

$q_i$  = Laju produksi awal terjadi *decline (initial)*, BOPD

$D_i$  = *Initial nominal exponential decline rate*, 1/day

t = Waktu, day

e = Bilangan logaritma (2.718)

$t_a$  = Umur produksi, day

$q_a$  = Laju produksi *abandonment*, BOPD

b = *Decline exponent*

$N_p$  = Kumulatif produksi, STB

### 2.2.2.3 Harmonic Decline

Kurva penurunan produksi dari tipe *harmonic* adalah bentuk khusus dari tipe *hyperbolic* dengan harga *decline exponent* ( $b$ ) = 1. Besarnya penurunan produksi per satuan waktu sebanding dengan besar laju produksi itu sendiri.

Bentuk *harmonic decline curve* merupakan bentuk khusus dari *hyperbolic decline* dengan harga  $b=1$ .

Berikut adalah persamaan laju produksi pada *harmonic decline*.

$$q_t = \frac{q_i}{(1+D_i \cdot t)} \dots\dots\dots(2-23)$$

dimana:

$q_t$  = Laju produksi pada waktu t, BOPD

$q_i$  = Laju produksi awal terjadi *decline (initial)*, BOPD

$D_i$  = *Initial nominal exponential decline rate*, 1/day

t = Waktu, day

Berikut merupakan persamaan-persamaan yang digunakan dalam analisis *harmonic decline*.

a. *Nominal exponential decline rate* ( $D_i$ )

$$D_i = \frac{\left(\frac{q_i}{q_t}\right) - 1}{t} \dots\dots\dots(2-24)$$

b. Kumulatif Produksi ( $N_p$ )

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln \left(\frac{q_i}{q_t}\right) \dots\dots\dots(2-25)$$

c. Waktu perolehan akhir ( $t_a$ )

$$t_a = \frac{\left(\frac{q_i}{q_a}\right) - 1}{D_i} \dots\dots\dots(2-26)$$

dimana:

$q_t$  = Laju produksi pada waktu t, BOPD

$q_i$  = Laju produksi awal terjadi *decline (initial)*, BOPD

$D_i$  = *Initial nominal exponential decline rate*, 1/day

t = Waktu, day

e = Bilangan logaritma (2.718)

$t_a$  = Umur produksi, day

$q_a$  = Laju produksi *abandonment*, BOPD

b = *Decline exponent*

$N_p$  = Kumulatif produksi, STB

Hasil yang didapat dari metode-metode empiris ini adalah :

- Nilai dari *decline exponent* (b).
- Nilai dari ini *initial decline* (Di) yaitu perbandingan antara besarnya penurunan laju produksi dalam setahun.
- Berapa lamanya jangka waktu sumur akan dapat berproduksi.
- Nilai dari kumulatif produksi maksimal suatu lapisan (EUR).
- Nilai dari sisa cadangan yang masih bisa diproduksi.

## 2.2 Material Balance Equation

Berdasarkan penelitian yang dilakukan D. Havlena dan A. S. Odeh dalam papper yang berjudul “*the material balance as an equation of a straight line*” menjelaskan bahwa sebuah *reservoir* akan tetap berada dalam keadaan kesetimbangan seperti pada saat *reservoir* tersebut terbentuk kecuali ada gangguan.

### Persamaan Khusus *Material Balance*

#### a. *Reservoir* tanpa gas cap (*undersaturated*)

Karena tidak ada gas cap dalam reservoir ini maka  $m = 0$ , sehingga persamaan yang berlaku adalah:

$$N_p [B_o + (R_p - R_{so})B_g] =$$

$$N B_{oi} \left\{ \frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{soi} - R_{so})B_g}{B_{oi}} + \left( \frac{S_{wc}c_w + c_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \right\}$$

$$+ (W_e - W_p B_w)$$

#### b. *Reservoir gas*

Untuk *reservoir gas* maka tidak ada minyak di reservoir sehingga  $N = 0$ , dan

tidak ada gas *solution* sehingga  $R_{so} = 0$ , serta tidak ada produksi minyak sehingga  $N_p R_p = 0$ . Oleh karena itu,  $N_p R_p = G_p$  dan  $mNB_{oi} = G B_{gi}$  sehingga persamaan yang berlaku untuk *reservoir gas* adalah:

$$\begin{aligned} & N_p R_p B_g \\ &= mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \\ &+ mNB_{oi} \left( \frac{S_{wc}c_w + c_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \\ &+ (W_e - W_p B_w) \end{aligned}$$

Atau

$$\begin{aligned} & G_p B_g \\ &= G(B_g - B_{gi}) \\ &+ GB_{gi} \left( \frac{S_{wc}c_w + c_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \\ &+ (W_e - W_p B_w) \end{aligned}$$

Plot  $p/z$  untuk *reservoir gas*:

Persamaan umum untuk *reservoir gas* seperti dinyatakan di atas dapat ditulis dalam bentuk:

$$\begin{aligned} & G(B_g - B_{gi}) \\ &+ GB_{gi} \left( \frac{S_{wc}c_w + c_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \\ &+ W_e = G_p B_g + W_p B_w \end{aligned}$$

Untuk gas dalam kondisi tekanan normal, maka kompresibilitas gas jauh

lebih besar daripada kompresibilitas batuan dan air, sehingga:

$$\begin{aligned} G(B_g - B_{gi}) + W_e \\ &= G_p B_g \\ &+ W_p B_w \end{aligned}$$

Jika *reservoir* bersifat *volumetric* yaitu  $W_e = 0$  dan  $W_p = 0$ , maka:

$$G(B_g - B_{gi}) = G_p B_g$$

Dengan menggunakan definisi  $B_g$  sebagai:

$$B_g = \frac{P_{sc} z T}{T_{sc} P}$$

Maka

$$\begin{aligned} G \left( \frac{P_{sc} z T}{T_{sc} P} \right) - G \left( \frac{P_{sc} z_i T_i}{T_{sc} P_i} \right) \\ &= G_p \left( \frac{P_{sc} z T}{T_{sc} P} \right) \end{aligned}$$

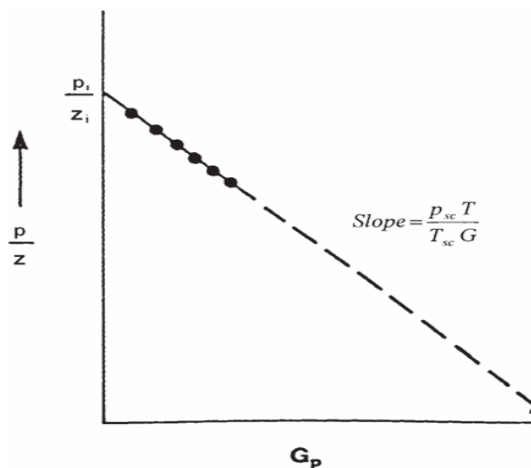
Dengan asumsi *isothermal*, maka

$$G \left( \frac{z}{P} \right) - G \left( \frac{z_i}{P_i} \right) = G_p \left( \frac{z}{P} \right)$$

Atau

$$\frac{P}{z} = - \frac{P_i}{z_i G} G_p + \frac{P_i}{z_i}$$

Jika diplot  $p/z$  vs  $G_p$ , maka bentuknya adalah sebagai berikut:



Gambar 2. 2 Grafik  $p/z$  Vs  $G_p$

Sehingga dari plot tersebut terlihat bahwa untuk  $p/z = 0$ , maka  $G_p = IGIP$ . Selanjutnya, perlu dicatat di sini bahwa persamaan (\*) di atas dapat dinyatakan dalam pore volume awal  $V_i = G B_{gi}$ , sehingga

$$V_i \left( \frac{zfTP_i V_i}{Pfz_i T} - 1 \right) = \frac{zfTP_{sc} G_p}{PfT_{sc}} + B_w W_p - W_e$$

Untuk *reservoir* yang bersifat *volumetric*, yaitu  $W_e = 0$  dan  $W_p = 0$ , maka:

$$\frac{P_{sc} G_p}{T_{sc}} = \frac{P_i V_i}{z_i T} - \frac{PfV_i}{zfT}$$

- c. *Oil reservoir* tanpa *gas cap* (*undersaturated*) dan bersifat *volumetric*

*Undersaturated* (tidak ada *gas cap*) berarti  $m = 0$  dan *volumetric reservoir* berarti  $W_e = 0$ ,  $W_p = 0$  (tidak *water influx* dan/atau tidak produksi air). Jika ekspansi *connate water* dan pengurangan volume pori diabaikan maka persamaan umum *material balance* menjadi:

$$\begin{aligned} N_p [B_o + (R_p - R_{so}) B_g] &= N [(B_o - B_{oi}) + (R_{soi} - R_{so}) B_g] \end{aligned}$$

Terdapat dua kasus berdasarkan keadaan tekanan *reservoir* dibandingkan dengan tekanan gelembung, yaitu:

- Pada  $p > p_b$ , maka  $R_{so} = R_{soi} = R_p$ , sehingga persamaan *material balance* menjadi  $N_p B_o = N (B_o - B_{oi})$
- Pada  $p < p_b$ , maka persamaan *material balance* di atas tidak berlaku.

- d. *Saturated oil reservoir*

*Saturated* di sini berarti tekanan *reservoir*  $p \leq p_b$

umumnya juga terbetntuk gas cap. Jika kompresibilitas air dan pori diabaikan maka:

$$N_p [B_o + (R_p - R_{so})B_g]$$

$$= NB_{oi} \left[ \frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{soi} - R_{so})B_g}{B_{oi}} \right]$$

$$+ m \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (W_e - W_p B_w)$$

Keterangan Rumus:

- **Psc** : Tekanan pada kondisi standar (psia).
- **Tsc** : Temperatur pada kondisi standar (°R).
- **Pi** : Tekanan awal reservoir (psia).
- **Vi** : Volume pori awal reservoir (RB).
- **Zi** : Faktor deviasi gas pada tekanan dan temperatur awal.
- **T** : Temperatur reservoir (°R).
- **Pf** : Tekanan akhir reservoir (psia).
- **Zf** : Faktor deviasi gas pada tekanan dan temperatur akhir.
- **Np** : Kumulatif produksi minyak (barrel).
- **Bo** : Faktor volume formasi minyak pada kondisi reservoir saat ini (RB/STB).
- **Rp** : Rasio gas-minyak kumulatif yang diproduksi (SCF/STB).
- **Rso** : Rasio gas-minyak yang larut pada kondisi reservoir saat ini (SCF/STB).
- **Bg** : Faktor volume formasi gas pada kondisi reservoir saat ini (RB/SCF).
- **N** : Jumlah awal minyak di tempat (STB).
- **Boi** : Faktor volume formasi minyak pada kondisi awal (RB/STB).
- **Rsoi** : Rasio gas-minyak yang larut pada kondisi awal (SCF/STB).
- **M** : Rasio volume gas yang diinjeksikan atau gas cap (dimensi tanpa satuan).
- **Bgi** : Faktor volume formasi gas pada kondisi awal (RB/SCF).
- **We** : Volume air yang masuk ke reservoir (RB).
- **Wp** : Volume air yang diproduksi (RB).
- **Bw** : Faktor volume formasi air (RB/STB).

## 2.4 Perencanaan Pengembangan Lapangan

### 2.4.1 *Infill Drilling*

Infill drilling adalah pengembangan lapangan dengan pembuatan sumur baru dengan tujuan memperluas jari-jari pengurasan dari suatu reservoir.

Dasar pertimbangan pelaksanaan infill drilling:

1. Produksinya masih berada di bawah laju produksi yang efisien dari sisa cadangan yang ada.
2. Jumlah sisa Cadangan minyak yang masih mungkin dapat diambil (*remaining recoverable reserve*) cukup besar.
3. Jumlah sumur produksi masih terlalu sedikit.

### 2.5 *Statistical Cumulative Production Distribution*

*Statistical cumulative production distribution* adalah metode yang sering digunakan dalam industry migas untuk mempublikasikan laporan terkait laporan produksi migas pada suatu lapangan. Merujuk pada Badan Pusat Statistik (BPS) dan

PT Pertamina, SCPD merupakan distribusi kumulatif produksi minyak bumi atau gas alam selama periode tertentu. Distribusi ini memperlihatkan bagaimana produksi migas terakumulasi seiring berjalannya waktu.

Secara lebih rinci, *statistical cumulative production distribution* menggambarkan total produksi migas (dalam satuan volume, seperti barel minyak atau kaki kubik gas) yang telah diekstraksi dari sumur-sumur minyak atau lapangan gas selama periode tertentu. Distribusi ini dapat membantu para ahli migas dalam mengidentifikasi tren produksi, menghitung cadangan sumber daya, dan merencanakan keberlanjutan produksi.

Kemudian dalam menentukan penentuan *potential infill well*, maka digunakan terminologi dalam simulasi Monte Carlo, parameter yang digunakan adalah P10, P50, dan P90.

## 2.6 Pengenalan OFM Software

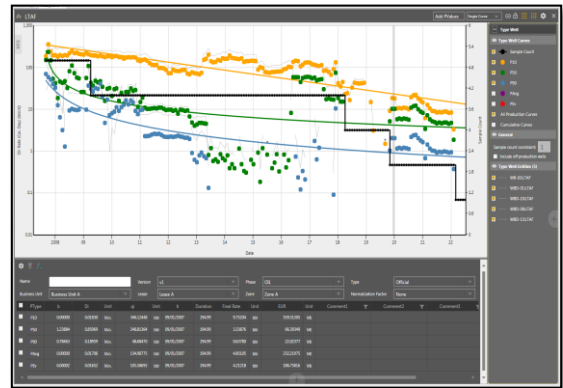
### 2.6.1 Type Well Curve

Type well curve merupakan metode untuk menentukan rate time production profile dengan cara mengambil rata-rata profil produksi secara sumuran. Adapaun kegunaannya sebagai berikut.

- a. Perencanaan Pengembangan Lapangan
- b. Menentukan *EUR potential*
- c. Perbandingan kinerja sumur
- d. Memprediksi kinerja pada sumur baru
- e. Sebagai Pragnosis untuk pengeboran sumur *infill*

Hal yang perlu diperhatikan pada penerapan *type well curve*, yaitu :

- Asumsi utama adalah bahwa sumur dianalisis kelompok yang signifikan secara statistic.
- *Type well* yang dihasilkan dari kelompok dapat mewakili populasi yang sama.
- Pemilihan sumur dengan karakteristik yang sama dapat mengurangi ketidakpastian



Gambar 2. 3 Interface Type Well

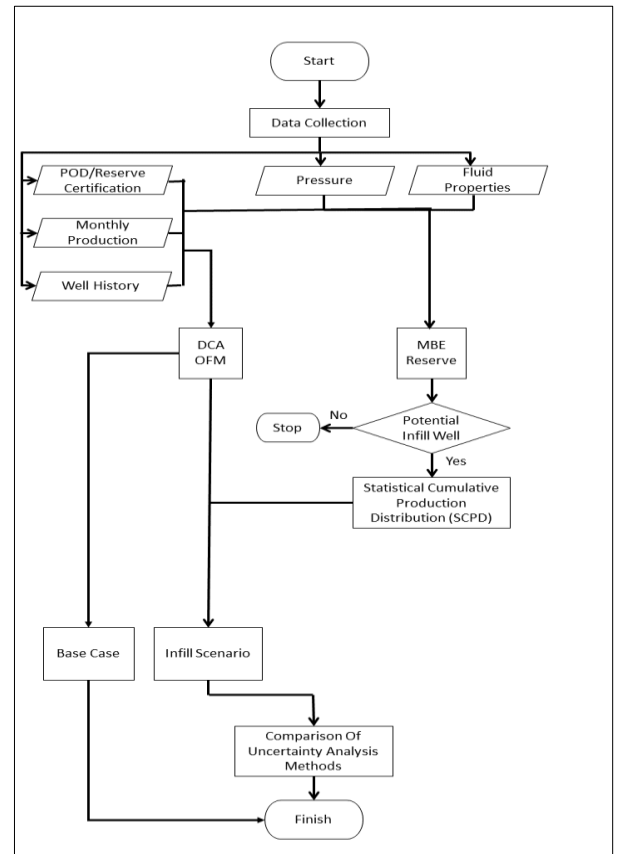


### 3. METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Overview Lapangan

Lapangan yang berada di blok Jabung, provinsi Jambi ini adalah lapangan yang dimiliki oleh perusahaan PetroChina International Jabung Ltd. Struktur lapangan NSF terletak pada tinggian dan berlokasi di arah barat dari Betara Deep yang merupakan *hydrocarbon kitchen*. Reservoir hidrokarbon berisikan minyak pada formasi A-TA dan gas pada formasi J-TA, I-TA, dan B-TA.

#### 3.2 Diagram Alir



Gambar 3. 1 Diagram Alir Penelitian

#### 3.3 Pengumpulan Data

Penelitian yang dilakukan pada Lapangan NSF adalah Analisis penurunan kurva produksi yang digunakan untuk menentukan skenario perencanaan pengembangan lapangan yang dibantu dengan data komprehensif yang lain seperti *pressure*, *fluid properties*, hingga *petrophysical lumping*.

Data yang digunakan pada penelitian tugas akhir ini terdiri dari data *pod/reserve certification*,

*monthly production, well history, pressure, dan fluid properties.* Data-data tersebut akan digunakan untuk analisis yang diproses melalui analisis keteknikan yang dibantu oleh *software oilfield manager.*

### **3.4 Perhitungan dan Analisis**

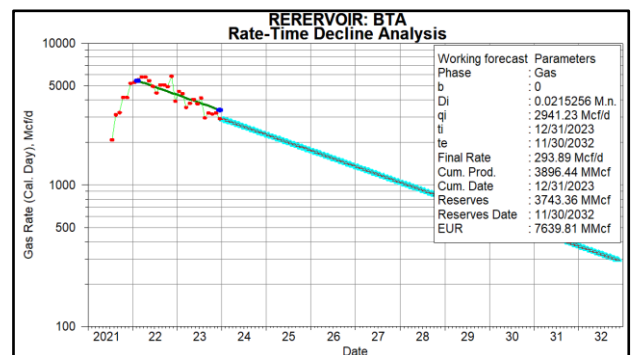
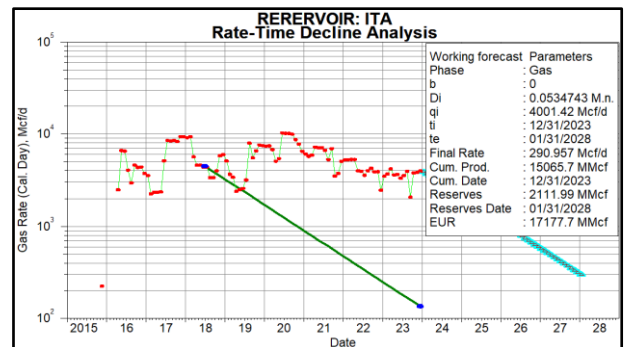
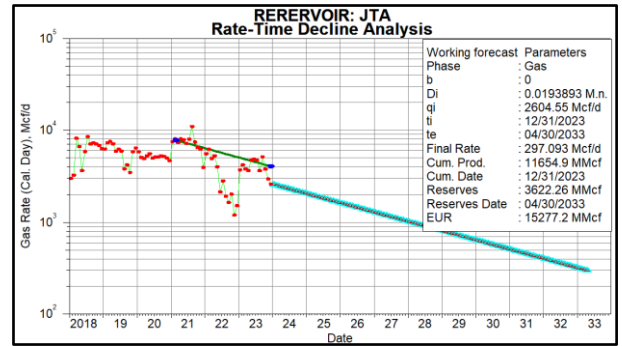
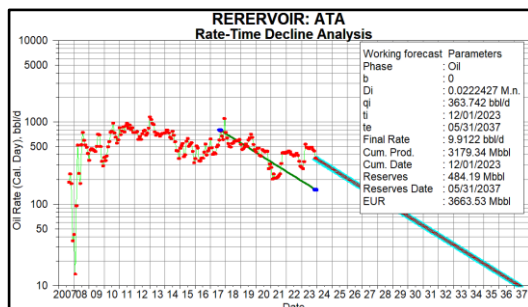
Analisis umum dilakukan untuk menentukan skenario perencanaan pengembangan lapangan terbaik dengan penambahan skenario *Infill Drilling.* Penentuan skenario optimum yang dapat dilakukan ditentukan dengan seberapa besar EUR dan RF yang bisa di dapatkan pada lapangan NSF.

## 4. PEMBAHASAN

### 4.1 Decline Curve Analysis

*Decline curve analysis* dilakukan untuk mengetahui kondisi produksi lapangan saat ini dan meramalkan produksi dengan *base case scenario*, yaitu skenario pengembangan lapangan yang dilakukan berdasarkan sumur-sumur yang aktif pada saat ini atau sumur-sumure existing. *Base case* dilakukan dengan dua kategori, yaitu dengan dilakukan forecast sumuran (terlampir) dan juga dilakukan per lapisan reservoir seperti lapisan A-TA, J-TA, I-TA dan B-TA. Berikut hasil pengolahan data yang dilakukan menggunakan bantuan *software OFM*.

Berikut ini hasil forecasting dengan skenario *basecase* dari lapangan NSF di setiap lapisannya.



Gambar 4. 2 Forecasting Base case

Berikut ini adalah rangkuman hasil *forecasting* yang dilakukan padalapangan NSF dengan *scenario base case* yang telah ditetapkan:

Table 4.1 Rangkuman Hasil Forecasting Base case Lapangan NSF

No	Formasi	b	Di (M.n)	Qi (MBbl)	Cum. Prod.		EUR	
					(MMBbl)	(BSCF)	(MMBbl)	(BSCF)
1	A-TA	0	0.022	363.74	3.18		3.66	
2	J-TA	0	0.019	297.55		11.65		15.28
3	I-TA	0	0.053	4001.42		15.06		17.18
4	B-TA	0	0.021	2941.23		3.89		7.64

### 4.2 Material Balance Equation

Pada lapangan NSF terdapat beberapa lapisan *reservoir*, diantaranya lapisan yang merupakan *reservoir* minyak dan J-TA, I-TA serta B-TA sebagai *reservoir* gas. Maka dilakukan dua metode *material balance* yang berbeda sebagai berikut.

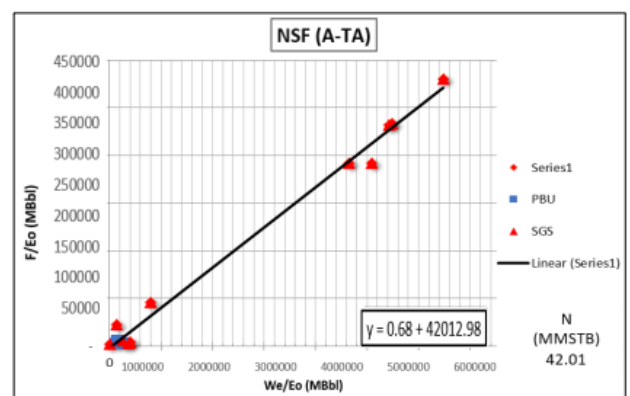
#### 4.2.1 MBE Oil Reservoir

Langkah pertama dalam melakukan perhitungan *in-place* menggunakan *material balance* adalah menentukan terlebih dahulu tenaga pendorong pada *reservoir* tersebut. Berikut ini hasil perhitungan *drive mechanism* pada formasi A-TA

Table 4.5 Perhitungan Drive Mechanism

Jenis Drive Index	Water Drive Index (WDI)	Depletion Drive Index (DDI)	Segregation Drive Index (DDI)
Persamaan	$\frac{(W_e - W_p)}{N_p[Bt + Bg(Rp - Rsi)]}$	$\frac{N(Bt - Bti)}{N_p[Bt + Bg(Rp - Rsi)]}$	$1 - (WDI - DDI)$
Hasil Perhitun	114	0.1942	0.0644

Kemudian dengan dilengkapi data *pressure* dan kumulatif produksi didapatkan hasil perhitungan *volumetric* pada lapisan A-TA. Berikut ini hasil analisa dengan menggunakan *material balance equation* dengan metode *straight-line* pada keadaan *undersaturated-oil reservoirs* pada formasi A-TA.



Gambar 4. 3 MBE Formasi A-TA

#### 4.2.2 MBE Gas Reservoir

Dikutip dari GGR *Final Report* pada tahun 2022, perkiraan initial gas *in-place* (IGIP) dilakukan dengan menggunakan analisis *material balance* P/Z dan MBAL yang dikembangkan oleh Louisiana State University pada lapangan NSF. Sebelumnya PetroChina telah melakukan juga analisis P/Z untuk melakukan IGIP. Pada analisis P/Z ini menggunakan asumsi *dry gas* dan

tidak ada *aquifer*, sementara MBAL dari LSU ini bisa digunakan untuk melakukan *matching* tekanan dengan adanya *aquifer*.

Tabel 4.6 merupakan ringkasan hasil analisis *material balance* pada lapangan NSF formasi J-TA dan I-TA menggunakan tiga metode yang berbeda. Hasil ini juga menunjukkan perbandingan analisis berdasarkan *reservoir* (formasi) dan *field base*. Berdasarkan hasil ini dengan ketiga metode yang digunakan menunjukkan hasil yang konsisten dengan perbedaan kurang dari 10%.

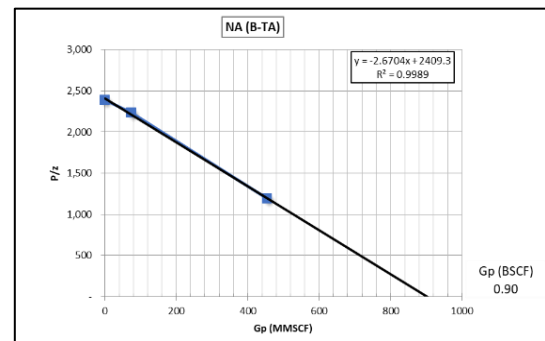
**Table 4.6 Rangkuman Hasil Perhitungan MBE A-TA dan J-TA**

No.	Method	J-TA	I-TA	Field @Reservoir	Field Basis	Selisih
1	P/Z (PetroChina)	25	37	62	59.6	4%
2	MBAL	25.4	40	65.4	67.1	-3%
3	GMBE (LSU)	26.5	38.2	64.7	60.4	7%

Analisis *volumetric* menggunakan *material balance* selanjutnya dilakukan pada lapisan B-TA yang merupakan *reservoir gas*. Maka metode yang digunakan adalah P/Z dimana data yang di olah merupakan data *fluid properties*, *pressure* dan kumulatif produksi. Berikut ini merupakan hasil

perhitungan *volumetric* pada *reservoir gas*.

Berikut ini hasil analisa menggunakan *material balance equation* dengan metode P/z untuk *reservoir gas* pada lapangan NSF pada formasi B-TA.



Gambar 4. 4 MBE Formasi B-TA

### 4.3 Menentukan Potential Infill Well

Setelah melakukan analisis DCA dan *material balance*, selanjutnya dari hasil yang didapat pada kedua metode analisis tersebut maka dilakukan penentuan potensi penerapan sumur *infill* pada lapangan NSF.

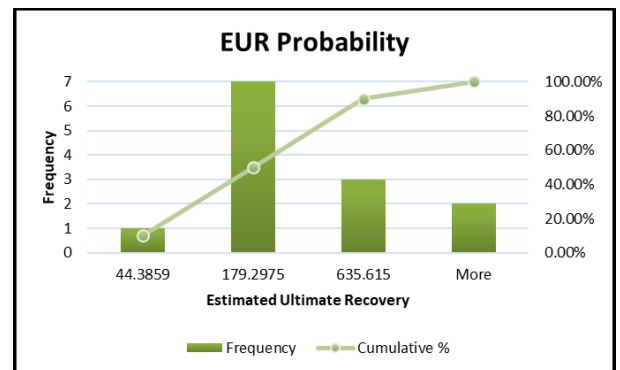
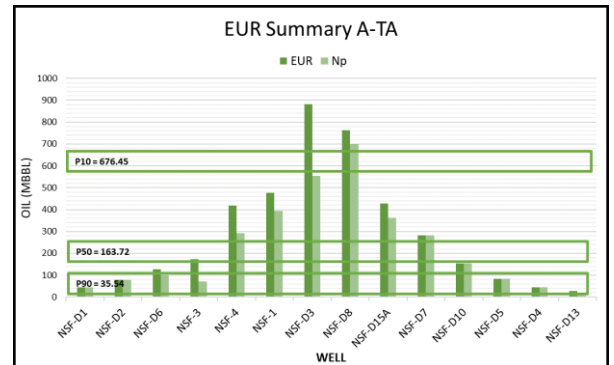
Penentuan potetial infill well digunakan dengan analisis *statistical cumulative production distribution* (SCPD) yang merujuk pada distribusi kumulatif produksi minyak dan gas

dari suatu lapangan atau sumur. Konsep ini membantu menggambarkan bagaimana produksi minyak dan gas berubah seiring waktu.

- P10 = *Percentile 10%, Optimistic*
- P50 = *Percentile 50%, Median*
- P90 = *Percentile 90%, Pessimistic*

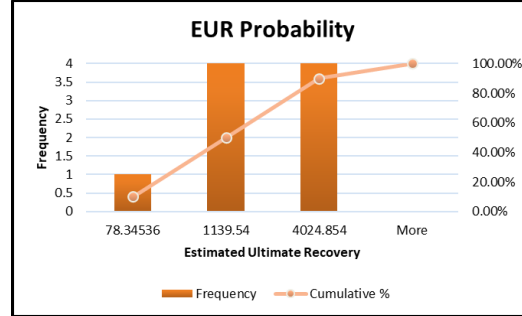
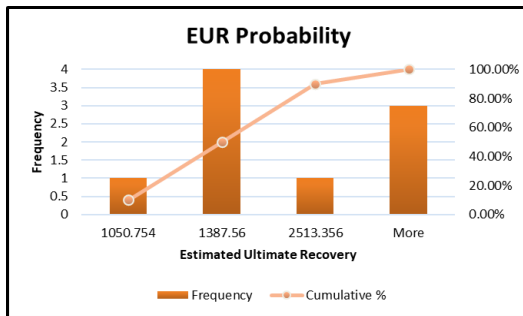
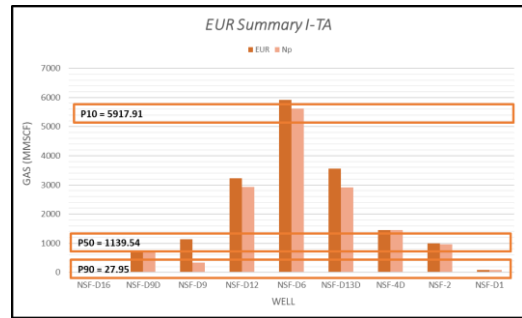
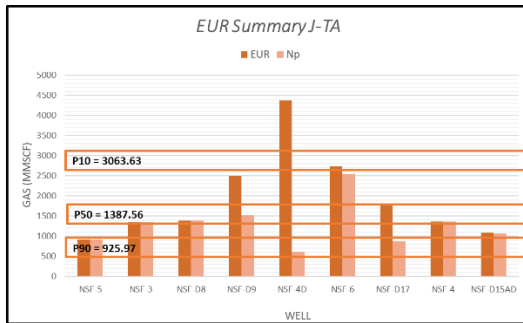
#### 4.3.1 Penentuan EUR Summary

Dalam penentuan nilai *estimated ultimate recovery* digunakan untuk menentukan nilai ketidakpastian atau probabilitas EUR yang di dapatkan dari pengelompokan pada setiap sumur pada masing – masing lapisan atau reservoir pada lapangan NSF.



Gambar 4.5 EUR Summary & EUR Probability Formasi A-TA

Pada grafik formasi A-TA di atas diketahui hasil P10, P50 dan P90 yang merupakan probabilitas *reserve* yang menjadi acuan untuk menerapkan skenario *infill drilling*. Dimana pada grafik di atas dikemukakan bahwa P50 memiliki frekuensi yang paling tinggi dari probabilitas yang lainnya.

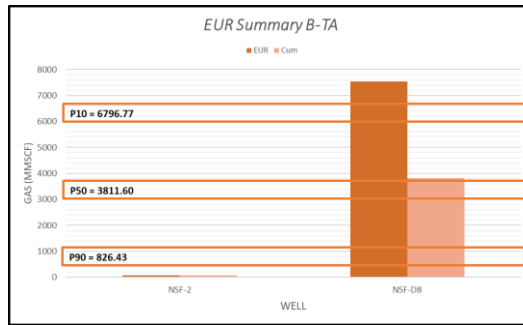


Gambar 4.6 EUR Summary & EUR Probability Formasi J-TA

Gambar 4.7 EUR Summary & EUR Probability Formasi I-TA

Pada grafik formasi J-TA di atas diketahui hasil P10, P50 dan P90 yang merupakan probabilitas *reserve* yang menjadi acuan untuk menerapkan skenario *infill drilling*. Dimana pada grafik di atas dikemukakan bahwa P50 memiliki frekuensi yang paling tinggi dari probabilitas yang lainnya.

Pada grafik formasi J-TA di atas diketahui hasil P10, P50 dan P90 yang merupakan probabilitas *reserve* yang menjadi acuan untuk menerapkan skenario *infill drilling*. Dimana pada grafik di atas dikemukakan bahwa P10 dan P50 memiliki frekuensi yang paling tinggi dari probabilitas yang lainnya.



Gambar 4. 8 EUR Summary Formasi B-TA

Pada Grafik B-TA di atas kami tidak bisa menampilkan frekuensi dalam *cumulative distribution function* karena pada formasi B-TA hanya terdapat dua sumur yang berproduksi.

#### 4.3.2 Penentuan Jumlah Penambahan Sumur Infill

Berikut ini merupakan tabel analisa kemampuan sumur *infill* dan jumlah sumur yang bisa dikembangkan pada lapangan NSF.

Tabel 4.7 Rangkuman Analisis DCA dan MBE

Source	Method	A-TA	J-TA	I-TA	B-TA
		(MMBbl)	(BSCF)	(BSCF)	(BSCF)
GGR Study	Static	42.76	21.16	143.8	7.09
Calc.	MBE	42.01	25.4	40	0.9
	Remaining Reserve	15.78	31.97	133.19	4.61
Difference		26.23	-5.49	10.61	2.48
P10 (Uncertainty)		0.74	2.67	5.92	6.8
Jumlah sumur infill		36	-2	2	0

Hasil yang di dapat adalah terdapat dua *reservoir* atau lapisan yang dapat dilakukan skenario penambahan sumur *infill* yang bisa

ditambahkan pada lapangan NSF masing-masing pada lapisan A-TA dan I-TA. Pada lapisan A-TA di dapatkan 36 sumur *Infill* yang masih berpotensi untuk di tambahkan dan pada lapisan I-TA terdapat 2 sumur *Infill*.

#### 4.4 Perencanaan Pengembangan Lapangan

Sebagai perbandingan dalam hal ini terdapat dua skenario, yaitu :

- *Base Case* (Sumur-sumur *Existing*)

*Base case* didefinisikan sebagai skenario pengembangan lapangan dengan menggunakan sumur-sumur yang sudah ada saat ini atau sumur-sumur *existing*.

- *Infill Drilling* (*Base Case* + 5 *Infill* @A-TA dan 2 *Infill* @ I-TA)

Skenario *infill drilling* merupakan skenario *base case* yang ditambahkan dengan penambahan sumur *infill drilling* dengan masing-masing 5 sumur pada formasi A-TA dan 2 sumur pada formasi I-TA.

Perencanaan skenario lapangan NSF ini dilakukan dengan dua metode yang berbeda sebagai



perbandingan untuk menentukan metode yang paling optimum untuk dilakukan, dua metode tersebut adalah sebagai berikut.

**a. Statistik**

Metode *conditional static probability* adalah metode skenario *infill drilling* yang dilakukan berdasarkan hasil *statistical cumulative production distribution* untuk menentukan awal laju alir sumur ( $Q_i$ ) beserta nilai dan jenis *decline curve* (b dan Di).

**b. Type Well Analysis (OFM)**

Untuk metode *type well analysis* merupakan metode penentuan skenario *infill drilling* dengan menggunakan salah satu fitur dari *software oil field manager* (OFM) dimana fitur ini mengamati kurva setiap sumur pada lapangan yang diamati untuk menghasilkan awal laju alir sumur ( $Q_i$ ) beserta nilai dan jenis *decline curve* (b dan Di).

**4.4.1 Skenario Infill Drilling Metode Statistik**

**a. Penentuan  $Q_i$  dan Jenis *Decline Curve* (b dan Di)**

Pada metode ini dilakukan *forecasting* yang dilakukan secara sumuran sebagai penentuan nilai  $Q_i$  serta nilai dan jenis *decline curve* didasarkan pada nilai dari sumur-sumur produksi (Terlampir). Berdasarkan data produksi yang ada, maka pada tabel 4.2 dapat dilihat data laju alir dari masing-masing sumur produksi pada lapangan NSF.

Tabel 4. 8 Tabulasi nilai b, Di dan Qi Metode Statical

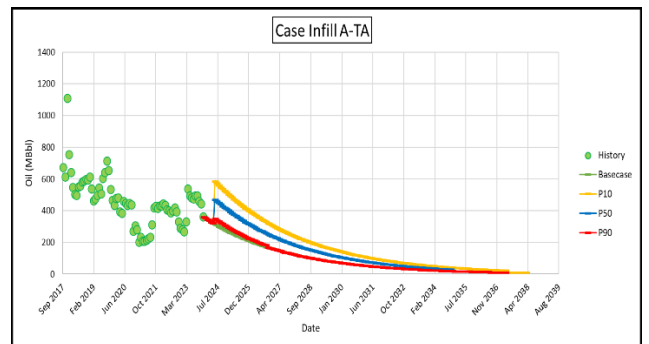
Reservoir	Well No.	Oil		
		b	Di	qi (BOPD)
A-TA	NSF-1	0	0.010	142.74
	NSF-3	0	0.040	177.53
	NSF-4	0	0.012	168.32
	NSF-D1	0	0.051	165.37
	NSF-D2	0	0.024	8.03
	NSF-D3	0	0.017	200.65
	NSF-D4	0	0.017	28.52
	NSF-D5	0	0.015	72.74
	NSF-D6	0	0.019	90.42
	NSF-D7	0	0.025	194.68
	NSF-D8	0	0.020	304.81
	NSF-D10	0	0.027	148.53
	NSF-D13	0	0.057	55.67
	NSF-D15A	0	0.023	434.74
	P10		0.0129	273.5581
P50		0.022	156.950	
P90		0.0477	36.66129	

Reservoir	Well No.	Gas		
		b	Di	qi (McfPD)
I-TA	NSF-2	0	0.006	1024.65
	NSF-4D	0	0.050	3600.53
	NSF-D1	0	0.185	526.27
	NSF-12	0	0.026	3103.81
	NSFD-13D	0	0.039	2738.30
	NSF-D16	0	0.186	429.22
	NSF-D6	0	0.037	6293.36
	NSF-D9	0	0.028	1827.56
	NSF-D9D	0	0.104	2505.23
	P10		0.022	4139.09
P50		0.039	2505.23	
P90		0.185	506.86	

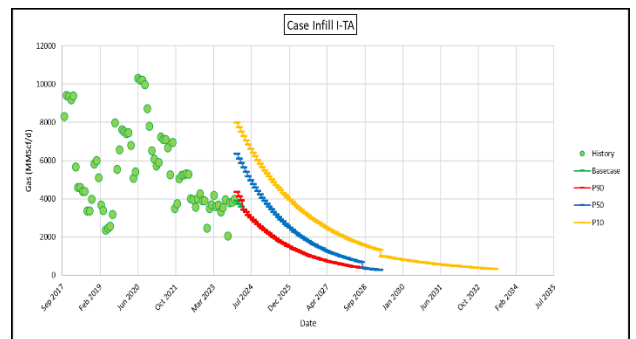
**b. Forecasting Infill Drilling Scenario**

Setelah di dapatkan nilai laju alir awal (Qi) dan jenis *decline curve* maka kita dapat melakukan forecasting untuk mengetahui bagaimana performa sumur *infill* yang akan kita peroleh. Berikut ini

hasil analisis *forecasting* yang di dapat.



Gambar 4. 9 Forecasting Infill Metode Statistical Formasi A-TA



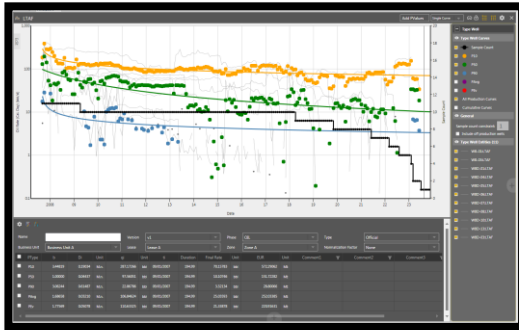
Gambar 4. 10 Forecasting Infill Metode Statistical Formasi I-TA

**4.4.2 Skenario Infill Drilling Metode Type Well Analysis (OFM)**

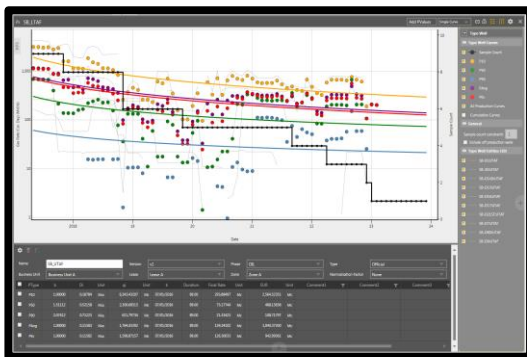
**a. Penentuan Qi dan Jenis Decline Curve (b dan Di)**

Pada metode *type well analysis*, penentuan Qi, b dan Di dilakukan *input* data dan dilakukan secara otomatis menggunakan algoritma pada *OFM software* dengan

mengambil rerata pada data yang telah di-inputkan sebelumnya. Berikut ini hasil analisa pada masing-masing lapisan.



Gambar 4.11 Type Well Formasi A-TA

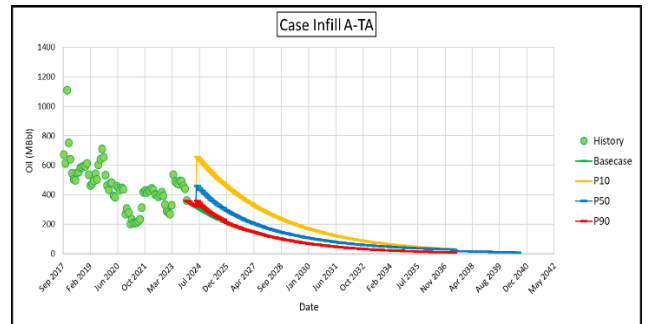


Gambar 4. 12 Type Well Formasi I-TA

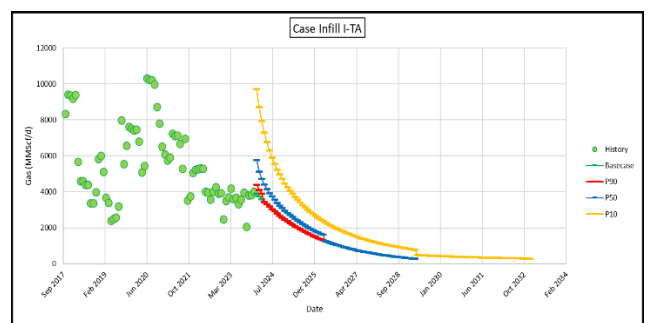
**b. Forecasting *Infill Drilling* Skenario**

Setelah di dapatkan nilai laju alir awal ( $Q_i$ ) dan jenis *decline curve* maka kita dapat melakukan forecasting untuk mengetahui bagaimana performa sumur *infill* yang akan kita

peroleh. Berikut ini hasil analisis *forecasting* yang di dapat.



Gambar 4. 13 Forecasting Infill Metode Type Well Formasi A-TA



Gambar 4. 14 Forecasting Infill Metode Type Well Formasi I-TA

**1.5 Rangkuman Perbandingan Forecasting Penerapan Uncertainty Analysis**

Berikut ini rangkuman hasil *forecasting* dua metode penerapan *uncertainty analysis*, yaitu *type well OFM* dan manual secara *statistical*:

## a. Formasi A-TA

Table 4.9 Perbandingan Probabilitas Formasi A-TA

A-TA	EUR Summary	Statistical		Type Well (OFM)	
		(MSTB)	Diff	(MSTB)	Diff
P10	676.45	609.59	10%	559.15	17%
P50	163.72	203.56	20%	264.07	38%
P90	35.54	17.24	51%	10.61	70%

## b. Formasi B-TA

Table 4.10 Perbandingan Probabilitas Formasi A-TA

I-TA	EUR Summary	Statistical		Type Well (OFM)	
		(MMSCF)	Diff	(MMSCF)	Diff
P10	5917.91	5318.02	10%	3153.30	47%
P50	1139.54	1726.29	34%	487.59	57%
P90	27.95	35.43	21%	34.59	19%

Perbandingan dilakukan dengan melihat EUR Summary berdasarkan probabilitas nilai reserve yang akan terjadi pada sumur infill baru. Dilakukan penilaian perbedaan antara nilai EUR Summary dengan nilai forecasting pada kedua metode uncertainty analysis yang dilakukan. Dari hasil pada tabel 4.9 dan 4.10 didapatkan bahwa metode manual secara statistik lebih mendekati nilai probabilitas pada EUR Summary, maka dipilihlah sebagai metode yang diambil untuk melakukan forecasting nilai probabilitas pada lapangan NSF.

#### 4.6 Rangkuman Skenario Pengembangan Lapangan NSF

Dari hasil perbandingan metode yang dilakukan, sesuai dengan hasil yang di dapatkan, metode yang di pilih adalah statistik secara manual sebagai skenario *infill drilling* pada lapangan NSF. Berikut merupakan hasil skenario yang didapatkan :

Tabel 4. 11 Tabulasi Hasil Forecasting Infill dengan Uncertainty

Reservoir	volumetric	Scenario	Np	RF Total	Incremental to Basecase		
					Np	RF	
			(MMSTB)	(%)	(MMSTB)	(%)	
A-TA	42.76	Basecase	3.66	8.56%			
		Basecase + Infill Drilling	P10	6.71	15.69%	3.05	7.13%
			P50	4.66	10.90%	1.00	2.34%
Reservoir	volumetric	Scenario	Np	RF Total	Incremental to Basecase		
			(BSSCF)	(%)	(BSCF)	(%)	
I-TA	143.8	Basecase	15.06	10.47%			
		Basecase + Infill Drilling	P10	25.66	17.84%	10.60	7.37%
			P50	18.51	12.87%	3.45	2.40%
		P90	15.13	10.52%	0.07	0.05%	

## 5. KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diambil dari studi “penerapan metode *uncertainty analysis* untuk skenario *infill drilling* dalam pengembangan lapangan “nsf” menggunakan *comprehensive decline curve analysis*” antara lain:

1. Berdasarkan analisa *well history* dan histori produksi yang dilakukan terdapat 19 Sumur pada Lapangan NSF dengan 2 sumur yang sudah *shut in*. Kemudian sumur-sumur produksi sudah menggunakan *artificial lift* dengan *gas lift* yang dimulai pada tahun 2018. Dengan analisa histori produksi didapatkan bahwa ada 2 lapisan yang masih dapat di kembangkan dengan skenario *infill drilling*.
2. Dengan menggunakan metode *comprehensive DCA* di dapatkan data-data berikut:

Table 5.1 Rangkuman Hasil Analisis DCA & MBE

Source	Method	A-TA	J-TA	I-TA	B-TA
		(MMSTB)	(BSCF)	(BSCF)	(BSCF)
GGR Study	Static	42.76	21.16	143.8	7.09
Calc.	MBE	42.01	18.75	145	0.9
	Remaining Reserve	15.78	26.65	133.19	4.61
Laju Penurunan (Di)		0.013	0.012	0.053	0.021
	EUR	3.98	17.56	17.19	7.68

3. Berdasarkan analisa yang dilakukan, metode manual dengan statistik menghasilkan hasil yang lebih baik dengan nilai *uncertainty* mendekati dari nilai EUR yang sudah di hitung sebelumnya jika di dibandingkan dengan metode *type well* pada *OFM software*.
4. Berdasarkan *forecasting* dengan analisa *decline curve* hingga tahun 2043 dengan *economic limit* 10 bopd/sumur pada formasi oil dan 300 mscfpd/sumur pada formasi gas, maka pada skenario *base case* Lapisan A-TA didapatkan RF sebesar 8.56% dengan EUR 3.66 MMBbl dan pada skenario penambahan sumur *infill* didapatkan RF sebesar 10.90% dengan EUR 4.66 MMBbl. Sedangkan pada Lapisan I-TA pada skenario *base case* didapatkan RF sebesar 10.47% dengan EUR 15.06 BScf dan pada

skenario *infill* RF-nya sebesar 12.87% dengan EUR 18.51 BScf.

## 5.2 Saran

Adapun saran lebih lanjut mengenai penelitian ini sebagai berikut :

1. Penentuan nilai cadangan *in-place* maupun *reserve* Metode MBE dapat dianalisis sumuran. Akan tetapi untuk metode MBE memberikan hasil yang lebih baik jika di analisis secara lapangan untuk mengetahui nilai *connected oil inplace* .
2. Untuk mengurangi risiko dalam penentuan nilai cadangan, dapat dilakukan dengan menggunakan metode lainnya seperti statik MBAL dengan bantuan data dan *software* yang lebih lengkap dan terstruktur.
3. Untuk menghitung EUR, perlu dilakukan analisa pemilihan *trend* yang lebih mendalam karena dapat mempengaruhi nilai akhir pada penentuan EUR baik sumuran maupun lapangan.
4. Metode *comprehensive decline curve analysis* dapat menjadi opsi lain dalam penentuan skenario *infill drilling* sebagai langkah awal dan dasar dalam pengambilan keputusan.

## DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, Tarek. *Hydrocarbon Phase Behavior*. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 1989.
- . *Reservoir Engineering Handbook*. 3rd. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 2006.
- Amyx, J.W., D.W.Jr, and R.L. Whiting. *Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties*. New York, Toronto, London: Mc Graw Hill Books Company, 1960.
- Arps, J.J.: " Analysis of Decline Curves," Trans. AIME, 160, 228-247, 1945.
- Fauzia, Sifa, and Bambang Triwibowo. "Analisis dan Integrasi Data Log, Data Scal, Data Core, Data Uji Sumur, serta Data Produksi untuk Mengetahui Harga Cut-Off Petrofisika dan Kontak Minyak-Air Lapangan Kejora (Cekungan Jawa Timur Utara)." Yogyakarta: Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran", 2015.
- Huiyuan Bian, Kewen Li, Binchi Hou, Xiaorong Lou. "A New Model to Calculate OilWater Relative Permeability of Shaly Sandstone." *Hindawi Geofluids*, 2020.
- Jr, W.M. Hensel. "An Improved Summation of Fluids Porosity Technique." *Society of Petroleum Engineers Journal* 22 2, no. SPE-9376-PA (1982): 193-201.
- McCain, W.D. *Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Books, 1973.
- Nazari, Abdul Jamil, and Shigeo Honma. "Analysis of Fractional Flow and Relative Permeability of Heavy Oil and Kerosene During Recovery in Petroleum Reservoir." *International Journal of GEOMATE*. Japan: Geotec Const. Mat & Env, 2017. 81-88.
- Rukmana, Dadang, Dedy Kristanto, V. Aji, and Dedy Cahyoko. *Peningkatan*

- Produksi Lapangan Minyak Tua (Teori dan Aplikasi)*. Yogyakarta: Penerbit Pohon Cahaya, 2020.
- . *Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi*. Yogyakarta: UPN "Veteran", 2012.
- Smith, C.R., G.W. Tracy, and R.L. Farrar. *Applied Reservoir Engineering*. Tulsa, Oklahoma: OCGI Publications, 1992.
- Thompson, R.S. *Oil Property Evaluation*. 2nd. Golden, Colorado: Thompson-Wright Associates, 1985.
- Tinjauan Umum Lapangan*. Pertamina EP Asset 4 Field Cepu, 2013.
- Wheaton, Richard. *Fundamentals of Applied Reservoir Engineering*. Texas: Gulf Professional Publishing, 2016.