

Perencanaan Sumur Pengembangan Reservoir Gas “RRD” Berdasarkan Metode *Decline Curve*

Ria Rahmadhani^{1*}, Lia Yunita¹, Listriyanto¹

^{1,2} Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Proklamasi 45, Yogyakarta, Indonesia
Corresponding author email : riarahmadani@gmail.com

Abstrak

Reservoir “RRD” mulai dikembangkan pada tahun 2011 di lepas pantai dan sumur eksplorasi yang dilakukan pemboran diberi nama sumur “R-1”. Pada tahun 2013 dilakukannya pengeboran delineasi yaitu sumur “R-2” dengan tujuan sumur pengembangan yang direncanakan produksi selama dua puluh lima tahun. Pengerjaan mulai pada tahun 2019 dengan disetujuinya Kontrak Bagi Hasil (PSC). Tujuan penelitian adalah untuk menentukan jumlah sumur pengembangan dengan metode decline curve dalam waktu kontrak dua puluh lima tahun,

Metode yang digunakan perhitungan cadangan reservoir gas metode decline curve dengan membuat grafik IPR terlebih dahulu untuk menentukan kemampuan sumur tersebut berproduksi. Perhitungan IPR dibuat dengan metode konvensional. Setelah dibuat grafik IPR baru direncanakan sumur pengembangan selama 25 tahun sesuai kontrak yang telah disepakati. Penurunan laju produksi gas disumsikan decline sebesar 10% setiap tahun dimulai pada tahun 2024. Jumlah sumur pengembangan dengan AOF 10,372278 MMSCF dan AOF 10,372143 MMCFD, jumlah maksimum cadangan hidrokarbon yang dapat diproduksi secara komersial 3.214.956 MMSCF. Produksi pertama kali dilakukan pada tahun ke-5 yaitu tahun 2024 hingga tahun ke-21 tahun 2040 dengan 7 (tujuh) sumur produksi, terdiri dari 2 (dua) sumur existing dan 5 (lima) sumur pengembangan, yang mana jumlah cadangan yang diproduksi sebesar 3.201.207 MMSCF.

Kata Kunci : Sumur Pengembangan, Decline Curve, Cadangan

Abstract

The “RRD” reservoir began to be developed in 2011 offshore and the exploration well that was drilled was named the “R-1” well. In 2013 delineation drilling was carried out, namely the “R-2” well with the aim of developing wells with a planned production period of twenty five years. Work began in 2019 with the approval of the Production Sharing Contract (PSC). The research objective is to determine the number of development wells using the decline curve method within a twenty-five year contract period,

The method used for calculating gas reservoir reserves is the decline curve method by first making an IPR chart to determine the production capacity of the well. IPR calculations are made using conventional methods. After the new IPR graph is made, it is planned that the well will be developed for 25 years according to the agreed contract. The decline in gas production rate is assumed to be a decline of 10% every year starting in 2024. The number of development wells with AOF 10.372278 MMSCF and AOF 10.372143 MMCFD, the maximum amount of hydrocarbon reserves that can be produced commercially to the surface is 3,214,956 MMSCF. First-time production carried out in the 5th year, namely 2024 to 21st year 2040 with 7 (seven) production wells, consisting of 2 (two) existing wells and 5 (five) development wells, of which the total reserves produced are 3,201,207 MMSCF.

Keywords: Development Wells, Decline Curve, Reserves

I. Pendahuluan

Daerah *Exclusive Economic Zone* (EEZ) “CPR” melakukan usaha eksplorasi (*exploration*) dan produksi (*production*) untuk memenuhi kebutuhan gas bumi yang terus meningkat. Dalam kegiatan eksplorasinya, CPR berhasil menemukan Reservoir “RRD” batupasir Pliosen penghasil gas. Sumur gas “R-1” merupakan salah satu sumur yang telah berhasil dibor di reservoir “RRD” di tahun 2011 dengan rata-rata cadangan (*gross*) 7 TFC (*Trillion Cubic Feet*). Pada tahun 2013 dilakukan pengeboran sumur “R-2” dengan perkiraan rata-rata cadangan (*gross*) sekitar 5 TFC. Setelah pemboran dilakukan, sumur dilengkapi dengan *subsurface* dan *surface facilities* agar sumur siap berproduksi.

Selanjutnya, dilakukan pengujian sumur (*well testing*) guna menentukan dan mendapatkan informasi mengenai kondisi reservoir serta kemampuan reservoir sumur gas tersebut untuk berproduksi. Pengujian sumur yang dilakukan pada sumur gas “R-2” untuk perencanaan sumur pengembangan di reservoir “RRD”.

Metode *decline curve* merupakan salah satu metode untuk memperkirakan besarnya cadangan minyak berdasarkan data-data produksi setelah selang waktu tertentu. Syarat utama pemakaian metode ini adalah laju produksi telah menurun yang disebabkan oleh keadaan reservoir bukan oleh turunnya kemampuan alat produksi.

**Perencanaan Sumur Pengembangan Reservoir Gas “RRD”
Berdasarkan Metode *Decline Curve***

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

Kurva penurunan (*decline curve*) terbentuk akibat adanya penurunan produksi yang disebabkan penurunan tekanan statis reservoir seiring dengan diproduksikannya hidrokarbon, yaitu minyak atau gas.

Secara umum *decline* dapat dibagi menjadi 3 (tiga) jenis yaitu *exponential decline*, *hyperbolic decline* dan *harmonic decline* berdasarkan harga eksponen *decline*-nya a tau lebih dikenal dengan "b". Harga b berkisar 0 sampai dengan 1. Jika harga b=0 maka disebut sebagai *exponential decline*, jika harga (0<b<1) maka disebut *hyperbolic decline* dan jika harga b=1 disebut dengan *harmonic decline*. Untuk harga b=0 (*exponential decline*) dan b=1 (*harmonic decline*) merupakan kasus yang khusus dan jarang ditemukan, tipe *hyperbolic decline* (0<b<1) merupakan kasus yang umum (Rukmana, et al., 2011, pp. 401-404).

Estimated Ultimate Recovery (EUR) adalah estimasi ultimate cadangan minyak yang dapat diproduksikan sesuai dengan teknologi, kondisi ekonomi dan peraturan-peraturan yang ada pada saat itu dan diproduksikan sampai economic limit ratenya (q limit-nya).

$$EUR = N_p + N_{p \text{ limit}}$$

Recovery Factor adalah perbandingan antara Estimated Ultimate Recovery (EUR) dengan Original Oil in Place (OOIP) atau disebut isi awal minyak di tempat.

$$RF = EUR/N \times 100\%$$

Remaining reserves (RR) adalah jumlah cadangan yang dapat diambil dan masih tertinggal di dalam reservoir atau belum diproduksikan.

$$RR = EUR - N_p$$

Keterangan :

EUR = Produksi kumulatif minyak maksimum

N_p = Kumulatif produksi minyak terakhir berproduksi, MMSTB

$N_{p \text{ limit}}$ = Kumulatif produksi minyak saat economic limit, MMSTB

RR = Jumlah cadangan yang dapat di ambil, MMSTB

RF = Recovery factor, %

Metode volumetrik umumnya digunakan pada tahap awal dari suatu lapangan minyak maupun gas. Pada prinsipnya metode ini meliputi perhitungan (Rukmana, et al., 2011, p. 364):

a. Jumlah minyak dan gas ditempatkan dengan gabungan peta volumetris (geologi), analisa petrofisik, dan teknik reservoir.

b. Fraksi dari minyak, gas dan produk gabungan ditempatkan yang diharapkan dapat diproduksikan secara komersial.

Dalam perhitungan cadangan secara volumetris perlu diketahui besarnya *initial hidrokarbon in place (IOIP/IGIP)*, *ultimate recovery*, dan *recovery factor*. Data yang diperlukan untuk perhitungan IOIP/IGIP secara volumetrik, adalah bulk volume reservoir (V_b), porositas batuan (ϕ), saturasi fluida (S_f) dan faktor volume formasi fluida. Selain data-data sifat fisik batuan (ϕ , S_w , K) juga diperlukan data luas reservoir serta ketebalan formasi rata-rata. Hal ini dapat diketahui jika sudah dilakukan pengeboran deliniasi untuk mengetahui batas terluar reservoir.

Tabel 1. Tingkat Efisiensi Jenis Mekanisme Pendorong
(Prihantini, et al., 2016)

Jenis Mekanisme Pendorong	Recovery Factor
<i>Water Drive Reservoir</i>	5-30%
<i>Gas Cap Drive Reservoir</i>	20-40%
<i>Solution Gas Drive Reservoir</i>	35-75%
<i>Segregation Drive Reservoir</i>	20-60%
<i>Combination Drive Reservoir</i>	> <i>Solution Gas Drive Reservoir</i> > <i>Gas Cap Drive Reservoir</i>

Penggolongan Mekanisme pendorong berdasarkan Recovery Factor ditunjukkan Tabel 1.

II. Metode

Perhitungan Perencanaan Sumur Pengembangan Reservoir “RRD” dimulai dari perhitungan penentuan permeabilitas, radius investigasi dan penentuan jumlah sumur pengembangan selama kurun waktu dua puluh lima tahun berdasarkan kontrak yang telah disepakati.

Metode perhitungan volumetrik digunakan untuk memperkirakan besarnya isi awal hidrokarbon pada suatu reservoir, dimana data-data yang tersedia belum lengkap. Pada perhitungan isi awal hidrokarbon dengan menggunakan metode volumetrik dibutuhkan beberapa parameter yaitu, luas area (A), porositas batuan (ϕ), saturasi gas (S_g), ketebalan lapisan (h), dan faktor volume formasi gas (B_g). Perhitungan perkiraan isi awal hidrokarbon secara volumetrik dapat digunakan untuk mengetahui besarnya *Original Gas in Place* (OGIP). Besarnya cadangan gas awal suatu reservoir dapat ditentukan dengan persamaan berikut :

$$OGIP = \frac{A \times h \times \phi \times S_g}{B_g / 10^6}$$

Sebelum dilakukannya perhitungan OGIP, dibutuhkan beberapa perhitungan untuk melengkapi data yang dibutuhkan dengan persamaan berikut :

$$B_g = \frac{0,0283 \times Z \times T}{P_s} = \frac{0,283 \times 0,88 \times 640}{3400} = 0,00469 \text{ cuft/scf}$$

Maka perhitungan OGIP pada reservoir “RRD” berdasarkan persamaan di atas sebagai berikut :

$$OGIP = \frac{A \times h \times \phi \times S_g}{\frac{B_g}{10^6}} = \frac{4.138.200.000 \times 43 \times 0,17 \times 0,7}{\frac{0,00469}{10^6}} = 4.517.069,04 \text{ MMSCF}$$

2.1. Uji Deliverabilitas Untuk Menentukan Laju Alir Gas Sumur “R-2”

Dalam menentukan laju alir untuk perencanaan sumur pengembangan pada reservoir “RRD”, hal pertama yang dilakukan yaitu menentukan analisa uji deliverabilitas yang akan menghasilkan AOF = qsc (laju alir maksimal sumur). Berdasarkan data AOF tersebut, dapat digunakan untuk membuat kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*).

Analisa konvensional dilakukan untuk menentukan besarnya harga *Absolute Open Flow Potential*

(AOF), selanjutnya dibuat plot deliverabilitas atau kurva IPR. Metode perhitungan AOF pada Metode MIT yang digunakan adalah analisa Konvensional. Pada analisa Konvensional, langkah awal adalah mentransfer tekanan ukur ke dalam bentuk kuadrat tekanan (P^2) dari data tekanan dan laju alir. Selanjutnya mencari perbedaan kuadrat tekanan (ΔP^2) pada tekanan buka dan tekanan tutup sesuai hasil data uji. Kemudian menentukan harga koefisien turbulensi (n) dan menentukan koefisien C dan diakhiri dengan menentukan besarnya harga laju alir sesuai dengan rumus *inflow performance* sehingga diperoleh harga AOF-nya. Langkah perhitungan di bawah ini :

a. Menentukan P^2

$$1. \text{ qsg} = 2,5 \text{ MMSCFD}$$

$$P_s = 3400 \text{ psia}$$

$$P_s^2 = 3400^2 \times 10^{-6} = 11,56 \text{ MMPsia}^2$$

$$2. \text{ Pwf} = 3272,44 \text{ psia}$$

$$P_{wf}^2 = 3272,44^2 \times 10^{-6} = 10,71 \text{ MMPsia}^2$$

$$\text{qsg} = 3,1 \text{ MMSCFD}$$

$$3. \text{ P}_s = 3343,3 \text{ psia}$$

$$P_s^2 = 3343,31^2 \times 10^{-6} = 11,18 \text{ MMPsia}^2$$

$$4. \text{ Pwf} = 3177,95 \text{ psia}$$

$$P_{wf}^2 = 3177,95^2 \times 10^{-6} = 10,10 \text{ MMPsia}^2$$

$$\text{qsg} = 4,35 \text{ MMSCFD}$$

$$5. \text{ P}_s = 3310,24 \text{ psia}$$

$$P_s^2 = 3310,24^2 \times 10^{-6} = 10,96 \text{ MMPsia}^2$$

$$6. \text{ Pwf} = 3026,77 \text{ psia}$$

$$P_{wf}^2 = 3026,77^2 \times 10^{-6} = 9,16 \text{ MMPsia}^2$$

$$\text{qsg} = 6 \text{ MMSCFD}$$

$$7. \text{ P}_s = 3267,72 \text{ psia}$$

$$P_s^2 = 3267,72^2 \times 10^{-6} = 10,68 \text{ MMPsia}^2$$

$$\text{Pwf} = 2781,10 \text{ psia}$$

$$P_{wf}^2 = 2781,10^2 \times 10^{-6} = 7,73 \text{ MMPsia}^2$$

$$\text{qsg} = 5,2 \text{ MMSCFD}$$

$$8. \text{ P}_s = 3400 \text{ psia}$$

$$P_s^2 = 3400^2 \times 10^{-6} = 11,56 \text{ MMPsia}^2$$

$$\text{Pwf} = 2696,06 \text{ psia}$$

$$P_{wf}^2 = 2696,06^2 \times 10^{-6} = 7,27 \text{ MMPsia}^2$$

b. Menentukan ΔP^2

$$1. \text{ qsg} = 2,5 \text{ MMSCFD}$$

$$\Delta P^2 = P_s^2 - P_{wf}^2 = 11,56 - 10,71 = 0,851 \text{ MMPsia}^2$$

$$2. \text{ qsg} = 3,1 \text{ MMSCFD}$$

$$\Delta P^2 = P_s^2 - P_{wf}^2 = 11,81 - 10,10 = 1,078 \text{ MMPsia}^2$$

$$3. \text{ qsg} = 4,35 \text{ MMSCFD}$$

$$\Delta P^2 = P_s^2 - P_{wf}^2 = 10,96 - 9,16 = 1,796 \text{ MMPsia}^2$$

$$4. \text{ qsg} = 6 \text{ MMSCFD}$$

$$\Delta P^2 = P_s^2 - P_{wf}^2 = 10,68 - 7,73 = 2,943 \text{ MMPsia}^2$$

**Perencanaan Sumur Pengembangan Reservoir Gas “RRD”
Berdasarkan Metode *Decline Curve***

5. $q_{sg} = 5,2$ MMSCFD
 $\Delta P^2 = P_s^2 - P_{wf}^2 = 11,56 - 7,27 = 4,291$ MMPsia²

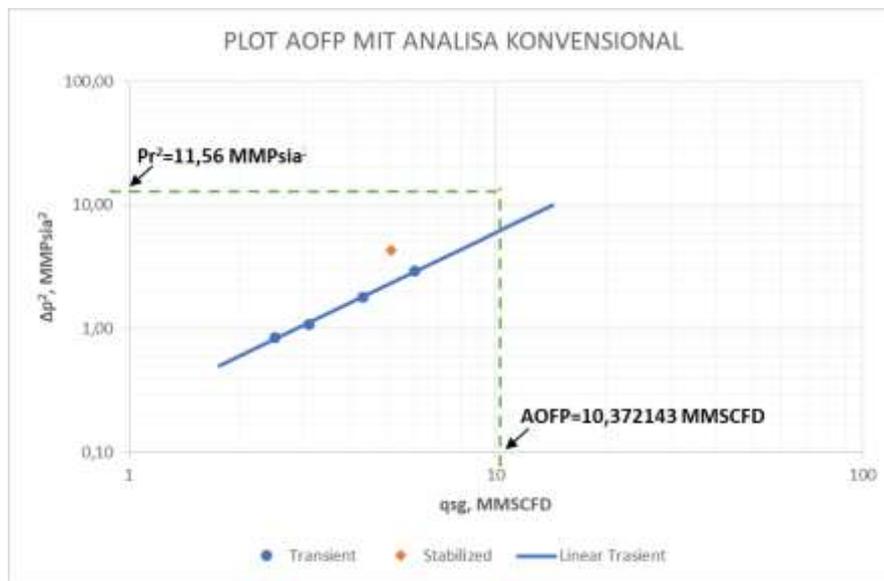
Berdasarkan hasil perhitungan deliverabilitas Metode MIT dengan Analisa Konvensional ditunjukkan pada Tabel 2 dibawah ini.

Tabel 2. Hasil Perhitungan Analisa Konvensional

No.	Laju Alir (q_{sg}) (MMSCFD)	P_s (Psia)	P_{wf}	P_s^2	P_{wf}^2 (MMPsia ²)	Δp^2
1	2,5	3400	3272,44	11,56	10,71	0,851
2	3,1	3343,31	3177,95	11,18	10,10	1,078
3	4,35	3310,24	3026,77	10,96	9,16	1,796
4	6	3267,72	2781,10	10,68	7,73	2,943
5	5,2	3400	2696,06	11,56	7,72	4,291

Tabel 2 nilai tekanan (ΔP^2) dan laju alir (q_{sg}) diplot ke dalam grafik log-log untuk menentukan besarnya nilai n dan C yang kemudian dapat diketahui nilai

AOFP yang ditunjukkan pada Gambar 2 di bawah ini.



Gambar 2. Plot AOFP MIT pada Analisa Konvensional

Harga eksponen n , konstanta C , AOF, dan AOFP yang diperoleh dari Gambar 2 diatas adalah sebagai berikut :

$n = 0,70$
 $C = 0,0001243$ MMSCFD/psia²

Harga q_{sc} (AOF @ $P_{wf} = 0$ psia dan AOFP @ $P_{wf} = 14,7$ psia)

$q_{sc} = C (P_s^2 - P_{wf}^2)^n$
 $P_s = 3400$ Psia = $3400^2 \times 10^{-6}$
 $= 11,56$ MMPsia²

$AOF = 0,0001243 (3400^2 - 0)$
 $= 10,372278$ MMCFD

$AOFP = 0,0001243 (3400^2 - 14,7)^{2 \cdot 0,45}$
 $= 10,372143$ MMSCFD

Hasil perhitungan dan analisa metode Konvensional pada halaman sebelumnya menggunakan analisa konvensional ditunjukkan pada Tabel 3 di bawah ini.

Tabel 3. Hasil Perhitungan AOF dan AOFP Konvensional

Parameter	Nilai	Satuan
n	0,70	
C	0,0001243	MMSCFD/psia ²
AOF	10,372278	MMSCFD
AOFP	10,372143	MMCFD

2.2. Pembuatan Grafik IPR

Kurva IPR dengan analisa konvensional dilakukan dengan cara mengasumsikan harga Pwf dimulai dari Pwf @ Ps = 3400 psia. Setelah itu menghitung Pwf² dan ΔP². Menghitung qsc masing-masing harga Pwf asumsi dengan menggunakan persamaan *Inflow Performance* pada analisa konvensional. Berikut salah satu contoh langkah perhitungan berikut :

$$Ps = 3400 \text{ Psia}$$

$$Pwf = 1800 \text{ Psia}$$

$$1. Pwf^2 = 1800^2 = 3.240.000 \text{ Psia}^2$$

$$2. \Delta P^2 = Ps^2 - Pwf^2 = 8.320.000 \text{ Psia}^2$$

$$3. qsc = C (\Delta P^2)^n = 8,248059 \text{ MMSCFD}$$

Hasil perhitungan kurva IPR selengkapnya dengan analisa konvensional ditunjukkan pada Tabel 2 di bawah ini.

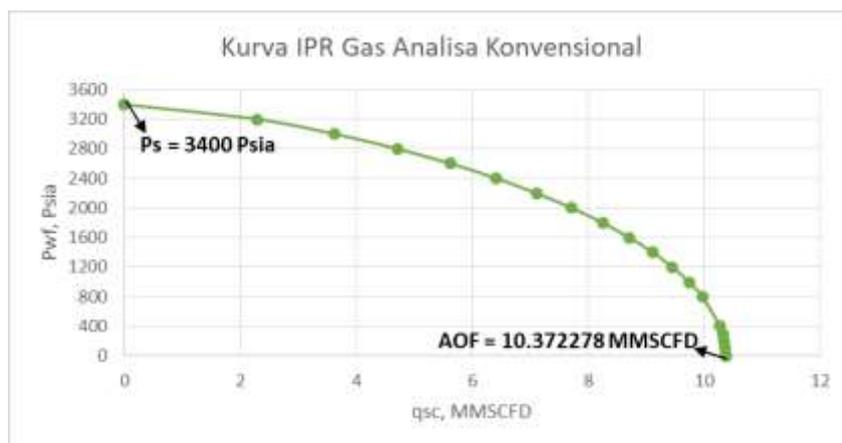
Tabel 2. Hasil Perhitungan IPR Gas Analisa Konvensional

No.	Pwf (Psia)	Pwf ² (MMPSia ²)	ΔP ²	Qsc (MMSCFD)
1	3400	11.560.000	0	0
2	3200	10.240.000	1.320.000	2,286926
3	3000	9.000.000	2.560.000	3,628176
4	2800	7.840.000	3.720.000	4,707342
5	2600	6.760.000	4.800.000	5,622204
6	2400	5.760.000	5.800.000	6,414631
7	2200	4.840.000	6.720.000	7,107614
8	2000	4.000.000	7.560.000	7,715520
9	1800	3.240.000	8.320.000	8,248059
10	1600	2.560.000	9.000.000	8,712141
11	1400	1.960.000	9.600.000	9,112854
12	1200	1.440.000	10.120.000	9,454027
13	1000	1.000.000	10.560.000	9,738576
14	800	640.000	10.920.000	9,968722
15	400	160.000	11.400.000	10,272038
16	300	90.000	11.470.000	10,315945
17	200	40.000	11.520.000	10,347258
18	100	10.000	11.550.000	10,366026
19	14.7	216	11.559.784	10,372143
20	0	0	11.560.000	10,372278

Berdasarkan hasil perhitungan pada Tabel 2 dihalaman sebelumnya, qsc dan Pwf diplot ke dalam

grafik sehingga menjadi kurva deliverabilitas yang ditunjukkan pada Gambar 3 dibawah ini.

**Perencanaan Sumur Pengembangan Reservoir Gas “RRD”
Berdasarkan Metode *Decline Curve***



Gambar 3 Kurva IPR Gas Analisa Konvensional

2.3. Penentuan Permeabilitas

Permeabilitas (k) adalah nilai yang menunjukkan kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida. Besarnya permeabilitas efektif pada sumur Gas “R-2” dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

$$k = \frac{q_{sg} \times \mu_g \times T \times Z \times (\ln \ln (0,472 \times \frac{r_e}{r_w}) + S)}{0,000708 \times h \times (P_s^2 - P_{wf}^2)}$$

$$= \frac{5,2 \times 0,019 \times 640 \times 0,88 \times (\ln \ln (0,472 \times \frac{2083}{0,3}) + 0)}{0,000708 \times 43 \times (3400^2 - 2696,06^2)}$$

$$= 0,003448 D \times 1000 = 3,45 mD$$

2.4. Penentuan Radius Investigasi

Radius investigasi adalah jarak perpindahan transien tekanan ke dalam formasi setelah perubahan laju di dalam sumur seperti persamaan dibawah ini :

$$r_i = \sqrt{\left(\frac{k \times t}{948 \times \phi \times \mu \times C_t}\right)}$$

Maka perhitungan r_i sumur gas “R-2” berdasarkan persamaan di atas sebagai berikut :

$$r_i = \sqrt{\left(\frac{k \times t}{948 \times \phi \times \mu \times C_t}\right)} = \sqrt{\left(\frac{3,45 \times 60}{948 \times 0,17 \times 0,019 \times 0,000184}\right)} = 605,85 ft$$

2.5. Penentuan Jumlah Sumur Pengembangan

Setiap reservoir memiliki *drive mechanism* (mekanisme pendorong) yang paling dominan dalam meningkatkan kemampuan fluida untuk mengalir. Harga *drive mechanism* ini akan menggambarkan kemampuan mekanisme pendorong dalam kegiatan produksi. Penentuan jenis mekanisme pendorong ini perlu dilakukan agar dapat diketahui jenis fluida pendorong pada

reservoir “RRD” dengan dilakukannya perhitungan *Recovery Factor* (RF) berdasarkan EUR dan OGIP.

EUR = 3.214.956,22 MMSCF

OGIP = 4.517.069,04 MMSCF

$$\frac{EUR}{OGIP} = \frac{3.214.956,22}{4.517.069,04} = 0,712 \times 100\% = 71\%$$

Berdasarkan hasil perhitungan di atas, *recovery factor* (RF) sebesar 71% merupakan *water drive mechanism* dengan jenis fluida pendorong yang paling dominan adalah air berdasarkan Tabel 1.

Perencanaan sumur pengembangan dilakukan menggunakan laju alir gas sebesar 10,37 MMSCF/d dengan decline pertahun 10% dalam kurun waktu 25 tahun. Perhitungan laju produksi selama satu tahun, yaitu :

Tahun 2020

$$\begin{aligned} \text{Tahun ke - 1} &= (q \times 365 \text{ hari}) \\ &= (10,37 \text{ MMSCF/d} \times 365 \text{ hari}) \\ &= 3.786 \text{ MMSCF} \end{aligned}$$

Pada tahun ke-2 dimulai penurunan produksi dengan decline 10%, yaitu :

Tahun 2021 :

$$\begin{aligned} \text{Tahun ke - 2} &= (q_{ke-1})(1 - \text{decline}) \\ &= 3.786 (1 - 10\%) \\ &= 3.407 \text{ MMSCF} \end{aligned}$$

Sehingga pada tahun ke-21 penurunan produksi dengan decline 10%, menjadi :

$$\begin{aligned} \text{Tahun ke - 25} &= (q_{ke-24})(1 - 10\%) \\ &= 336 (1 - 10\%) \\ &= 302 \text{ MMSCF} \end{aligned}$$

Hasil perhitungan penurunan laju produksi dengan decline 35% selama kurun waktu 25 tahun dapat dilihat pada Tabel 5.

Tabel5. Hasil Perhitungan Penurunan Laju Alir Produksi Reservoir “RRD” Dengan Decline 10% selama 25 Tahun

No	Tahun	MMSCF																								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	2020	3.786																								
2	2021	3.407	3.786																							
3	2022	3.067	3.407	3.786																						
4	2023	2.760	3.067	3.407	3.786																					
5	2024	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786																				
6	2025	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786																			
7	2026	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786																		
8	2027	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786																	
9	2028	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786																
10	2029	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786															
11	2030	1.320	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786														
12	2031	1.188	1.320	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786													
13	2032	1.069	1.188	1.320	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786												
14	2033	962	1.069	1.188	1.320	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786											
15	2034	866	962	1.069	1.188	1.320	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786										
16	2035	779	866	962	1.069	1.188	1.320	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786									
17	2036	702	779	866	962	1.069	1.188	1.320	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786								
18	2037	631	702	779	866	962	1.069	1.188	1.320	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786							
19	2038	568	631	702	779	866	962	1.069	1.188	1.320	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786						
20	2039	511	568	631	702	779	866	962	1.069	1.188	1.320	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786					
21	2040	460	511	568	631	702	779	866	962	1.069	1.188	1.320	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786				
22	2041	414	460	511	568	631	702	779	866	962	1.069	1.188	1.320	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786			
23	2042	373	414	460	511	568	631	702	779	866	962	1.069	1.188	1.320	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786		
24	2043	336	373	414	460	511	568	631	702	779	866	962	1.069	1.188	1.320	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786	
25	2044	302	336	373	414	460	511	568	631	702	779	866	962	1.069	1.188	1.320	1.467	1.630	1.811	2.012	2.236	2.484	2.760	3.067	3.407	3.786
Produksi		35.141	34.039	34.503	34.131	33.736	33.296	32.745	32.176	31.545	30.844	30.084	29.198	28.136	27.166	26.078	24.958	23.992	21.562	19.751	17.759	15.504	13.020	10.260	7.183	3.786

III. Hasil Dan Pembahasan

Perencanaan sumur pengembangan pada reservoir “RRD” dilakukan berdasarkan hasil perhitungan cadangan volumetrik dan uji deliverabilitas metode MIT (*Modified Isochronal Test*) pada sumur “R-2” dengan menggunakan dua analisa yaitu Konvensional

Dalam penentuan jumlah sumur eksploitasi perlu dilakukannya penentuan tenaga dorong (*drive mechanism*) yang bekerja pada reservoir “RRD”. Dari pehitungan yang dilakukan dengan menghitung *recovery factor* (RF) 71% berdasarkan nilai *estimated ultimate recovery* (EUR) 3.214.956,22 MMSCF dari data reservoir “RRD” dan perhitungan OGIP 4.517.069,04 MMSCF, bahwa tenaga pendorong yang bekerja pada reservoir “RRD” adalah *water drive* dengan jenis pendorong yang paling dominan adalah air.

Perencanaan pengembangan dan penyelesaian sumur dimulai pada tahun 2020 – 2023. Sumur diproduksi mulai dari tahun 2024 yang mana pemasokan transmisi gas ke pembeli dimulai pada tahun 2026 berdasarkan kontrak kerja sama (PSC) yang tertulis dan telah disepakati. Jumlah sumur pengembangan digunakannya laju alir gas sebesar 10,37 MMSCF/d dengan decline pertahun 10% dalam kurun waktu 25 tahun yang dapat dilihat pada Tabel IV-9 (halaman 92). Penentuan jumlah sumur dilakukan berdasarkan hasil perhitungan *ultimate recovery* (UR) dengan mengalikan nilai RF dan OGIP menghasilkan sebesar 3.214.956

MMSCF jumlah maksimum cadangan hidrokarbon yang dapat diproduksi permukaan secara komersial selama kurun waktu 25 tahun.

Berdasarkan perhitungan produksi dengan decline 10% dan penentuan jumlah sumur produksi dimulai pada tahun ke-5 yaitu tahun 2024 hasil penentuan sumur produksi dapat dilihat pada Tabel IV-10 (halaman 94) dengan 7 (tujuh) sumur produksi selama satu tahun. Sebelumnya sudah terdapat 2 (dua) sumur existing, maka dilakukn penambahan 5 (lima) sumur pengembangan. Produksi hanya dapat dilakukan hingga tahun 2040 dengan jumlah cadangan yang diproduksi sebesar 3.201.207 MMSCF.

Decline 10% menunjukkan hasil yang cukup optimisi untuk diproduksi, dikarenakan produksi gas dapat berlangsung hingga 2044 (25 tahun). Sehingga reservoir “RRD” juga dapat melakukan pemasokan gas kepada pembeli hingga 2044 sampai masa kontrak wilayah kerja selesai. Penentuan jumlah sumur produksi dilakukan berdasarkan nilai keekonomiannya. Jumlah sumur pegembangan dapat berubah apabila disesuaikan dengan formasi-formasi produktif yang ada.

IV. Kesimpulan

Jumlah sumur pengembangan dengan laju alir gas 10,37 MMSCF/d dengan decline pertahun 10%, jumlah maksimum cadangan hidrokarbon yang dapat diproduksi permukaan secara komersial 3.214.956 MMSCF selama kurun waktu 25 tahun. Produksi pertama kali dilakukan pada

**Perencanaan Sumur Pengembangan Reservoir Gas “RRD”
Berdasarkan Metode *Decline Curve***

tahun ke-5 yaitu tahun 2024 hingga tahun ke-21 tahun 2040 dengan 7 (tujuh) sumur produksi, terdiri dari 2 (dua) sumur existing dan 5 (lima) sumur pengembangan, yang mana jumlah cadangan yang diproduksi sebesar 3.201.207 MMSCF.

V. Daftar Pustaka

Brown, K. E., 1977. *The Technology of Artificial Lift Methods*. 1 ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books .

Chaudhry, A. U., 2003. *Gas Well Testing*. Houston-Texas: Elsevier Science.

Clark, N. J., 1969. *Element of Petroleum Reservoir*. Revision ed. Dallas-Texas: American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineering Inc..

Daton, W. N., Chandra, V. & Steven, C., 2021. Completion Design of The Development of a Multi-Layer and Multi Fluid Reservoir System in Offshore Well AA-01, North-West Java. *Earth Energy Engineering*, Issue eISSN: 2540-9352, pp. 101-114.

Galloway, W. E., 1975. *Process Framework for Describing the Morphology and Stratigraphic Evaluation of Deltaic Depositional System*. Houston-Texas: Houston Geological Society.

Hauteas, R. B. & Purwaka, E., 2017. Analisa PBU-MIT Guna Penentuan Deliverability dengan Metode Konvensional dan LIT Menggunakan Software Saphir dan Perhitungan Manual Pada Sumur Gas X Lapangan "Y". *OFFSHORE*, 1 (2)(e-ISSN : 2549-8681), pp. 33-38.

Ikoku, C. U., 1992. *Natural Gas Production Engineering*. Florida: The Pennsylvania State University, Krieger Publishing Company Malabar.

Koesoemadinata, R. P., 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Edisi Kedua Jilid I ed. Bandung: Institute Teknologi Bandung.

Lee, J., 1982. *Well Testing*. Dallas-Texas: SPE Textbook .

Matthews, C. S. & Russell, D. G., 1967. *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*. New York: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.

McCain, W. D., 1973. *Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa, Oklahoma: PenWell Books.

Prihantini, A., Susanty, Y. & Nugroho, N. A., 2016. Analisa Laju Alir Sumur Produksi Berdasarkan Uji Deliverabilitas di Sumur "TY-07" Lapangan KAG. *The 2nd Conference on Innovation and Industrial Applications (CINIA)*, pp. 191-198.

Rukmana, D., Kristanto, D. & Aji, V. D. C., 2011. *Teknik Reservoir : Teori dan Aplikasi*. Pertama ed. Yogyakarta: Pohon Cahaya.

Soekarno, P., 1996. *Hand Book Teknik Produksi*. Bandung: Jurusan Teknik Perminyakan ITB.

Tarek, A., 2001. *Reservoir Engineering Handbook*. Second ed. Texas: Gulf Publishing Company.

Tarek, A., 2006. *Reservoir Engineer Handbook*. Third ed. Texas: Gulf Professional Publishing.