

EVALUASI POTENSI GAS FORMASI CISUBUH DARI LAPANGAN JATI KOMPLEK DAN RENCANA PENGEMBANGAN

**Artika Febriana Praditia¹⁾, Sugiatmo Kasmungin²⁾, Pri Agung
Rakhmanto³⁾**

^{1,2,3)}Jurusan Magister Teknik Perminyakan Universitas Trisakti

Corresponding author : artikafebriana@gmail.com

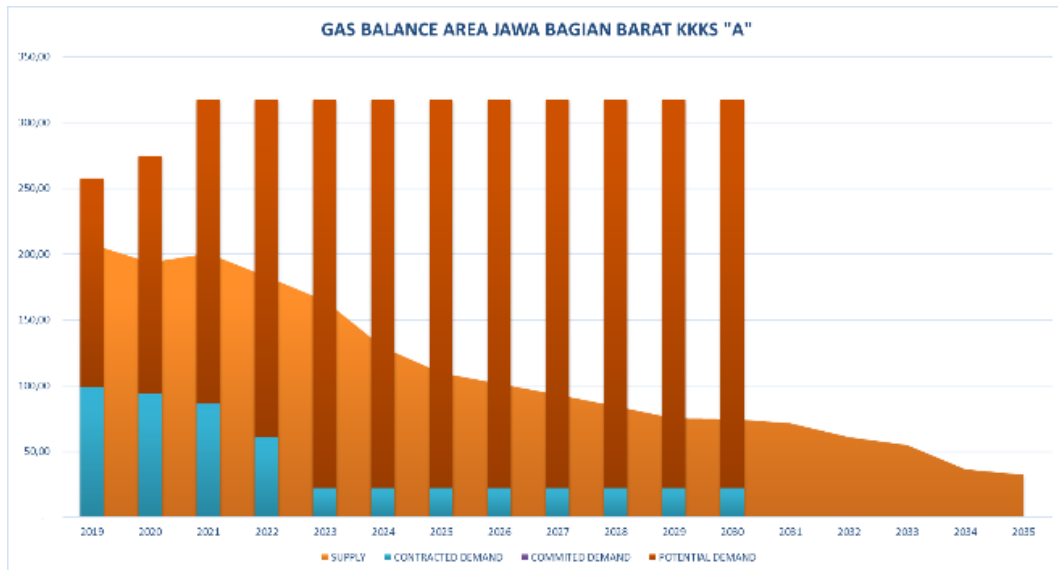
ABSTRAK

Pertumbuhan sektor industri khususnya di area Jawa khususnya Jawa Barat menyebabkan semakin dibutuhkannya sumber daya energi untuk mendukung kelangsungan produksi dari industri tersebut. Sumberdaya alam yang digunakan dalam industri tersebut selain minyak bumi yaitu gas bumi. Gas bumi dengan harga yang murah namun memiliki energi yang cukup tinggi untuk dapat mendukung operasional suatu industri. Potensi gas di area Jawa Barat bagian Utara yang sampai saat ini belum dikembangkan secara komprehensif yaitu berada pada formasi Cisubuh. Potensi gas ini teridentifikasi dari beberapa lapangan yang jaraknya berdekatan dan berada di dalam suatu Wilayah Kerja (WK) suatu PSC yaitu dari lapangan JTB, RDG, RLY, BDA, KYM. Formasi Cisubuh yang berada di kedalaman sekitar 300 - 600 meter merupakan sedimen klastik serpih, batulempung, batupasir dan di tempat yang sangat terbatas diendapkan juga batugamping tipis. Identifikasi yang dilakukan pada Formasi Cisubuh yaitu berdasarkan data potensi gas dari Formasi Cisubuh berdasarkan data DST, komposisi gas, dan kondisi surface facility yang meliputi pipa produksi dan fasilitas pemrosesan gas. Dengan melakukan pengembangan secara terintegrasi baik untuk menghitung potensi hidrokarbon dan perencanaan fasilitas produksinya maka akan didapatkan pengembangan yang ekonomis. Untuk memudahkan analisis dan perhitungan maka pengembangan potensi gas Formasi Cisubuh ini dinamakan pengembangan lapangan gas *shallow* Jati kompleks.

Kata kunci : *formasi Cisubuh, gas bumi, potensi gas, pengembangan lapangan gas shallow*

I. PENDAHULUAN

Pengembangan lapangan gas diawali dengan adanya potensi pasar yang dapat menyerap produksi gas tersebut. Profil *gas balance* lapangan Jawa Bagian Barat pada KKKS "A" yaitu profil yang membandingkan antara *supply* produksi gas dengan *demand* (kebutuhan) gas, dimana pada area Jawa Barat terdapat *gap* yang menjelaskan bahwa *supply* yang ada saat ini belum dapat memenuhi seluruh kebutuhan gas. Hal ini merupakan peluang bagi KKKS "A" untuk melakukan pengembangan gas dan monetisasi pada lapangan gas di area Jawa Bagian Barat.



Gambar 1. Profile Supply - Demand Gas Pada Area Jawa Bagian Barat KKKS "A"

1.1 Latar Belakang

Potensi gas di formasi Cisubuh teridentifikasi dari beberapa lapangan yang jaraknya berdekatan dan berada di dalam suatu Wilayah Kerja (WK) KKKS "A" yaitu dari lapangan JTB, RLY, RDG, BDA, KYM. Formasi Cisubuh yang berada di kedalaman sekitar 300 - 600 meter merupakan sedimen klastik serpih, batulempung, batupasir dan di tempat yang sangat terbatas diendapkan juga batugamping tipis. Identifikasi yang dilakukan pada Formasi Cisubuh yaitu berdasarkan data potensi gas dari Formasi Cisubuh berdasarkan data DST, data batuan, data komposisi fluida, dan kondisi *surface facility* yang meliputi pipa produksi dan fasilitas pemrosesan gas.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penulisan penelitian ini untuk dapat memetakan potensi gas pada Formasi Cisubuh secara komprehensif pada *shallow* gas Jati kompleks, skenario pengembangan dan *forecast* produksi.

II. STUDI PUSTAKA

Gas Reservoir

Secara umum jika temperatur reservoir di atas temperatur kritis dari sistem hidrokarbon maka reservoir akan diklasifikasikan sebagai reservoir gas. Berdasarkan kondisi reservoir dan diagram fasa maka gas reservoir dapat diklasifikasikan menjadi tiga kategori :

- Retrograde gas – condensate
- Wet gas
- Dry gas

Retrograde gas – condensate reservoir

Pada kondisi awal reservoir *retrograde gas* ditunjukkan dengan titik 1 pada

diagram fasa Tekanan – Temperatur dimana tekanan reservoir di atas tekanan *dew-point* maka sistem hidrokarbon terdiri dari satu fasa gas di dalam reservoir. Ketika tekanan turun secara *isotherm* selama produksi yang dapat ditunjukkan dengan titik 2 pada diagram fasa maka interaksi antara komponen ringan dan berat dapat menyebabkan keduanya terpisah jauh sehingga fasa liquid mulai terkondensasi.

Karakteristik dari tipe ini adalah :

- *Gas-oil ratio* diantara 8,000 – 70,000 scf/STB. Secara umum, *gas-oil ratio* untuk sistem kondensat akan naik seiring dengan waktu dikarenakan adanya *liquid dropout* dan hilangnya komponen berat pada liquid
- *Condensate gravity* di atas 50°API
- *Stock-tank liquid* biasanya berwarna putih jernih atau sedikit berwarna
- *Komponen C7+ > 12.5% mol*

Wet Gas Reservoir

Tipikal fase diagram dari *wet gas* dimana temperatur di atas *cricondentherm* dari campuran hidrokarbon. Dikarenakan temperatur reservoir di atas *cricondentherm* dari sistem hidrokarbon maka fluida reservoir akan selalu dalam fasa gas seiring dengan penurunan tekanan secara isothermal.

Seiring dengan gas terproduksi ke permukaan, tekanan dan temperatur akan semakin menurun. Ketika gas masuk ke dalam region dua fasa maka liquid akan terkondensasi dari gas dan terproduksi dari separator.

Karakteristik dari Wet-gas reservoir yaitu :

- Gas oil ratio di antara 60,000 to 100,000 scf/STB
- Stock-tank oil gravity di atas 60° API
- Liquid berwarna putih jernih
- Pada kondisi separator maka terbentuk dua fasa

Dry-Gas Reservoir

Hidrokarbon berada dalam fasa gas baik dalam kondisi reservoir maupun saat kondisi di *surface facility*. Liquid yang terasosiasi dengan gas hanya air. Biasanya dalam sistem *dry-gas* reservoir memiliki nilai *gas-oil ratio* di atas 100,000 scf/STB.

Reservoir Modelling

Evaluasi pengembangan lapangan dapat dimulai dengan perhitungan Hidrokarbon *In Place* berdasarkan reservoir map dan untuk perhitungan Reserves menggunakan persamaan *Material Balance*.

Berikut adalah beberapa prinsip ketidakpastian yang berhubungan dengan model reservoir yang dapat dibagi menjadi 2 aspek yaitu data static dan dinamik.

Data static meliputi :

- Struktur reservoir
- Properti reservoir
- Konektivitas sand reservoir
- Pengaruh fault

Data dinamik meliputi :

- Permeabilitas relative
- Properti fluida
- Tipe aquifer
- Produktifitas sumur (fracture, welltype, condensate drop out, dll)

Drive Mechanism

Performa reservoir minyak dan gas ditentukan oleh viskositas, gravity, dan tekanan kapiler. Hal ini akan ditunjukkan dalam tekanan reservoir, laju alir produksi, dan ratio gas – minyak atau air – minyak, *aquifer water influx*, dan ekspansi gas cap. Faktor-faktor yang mempengaruhi performa reservoir dan karakteristik geologi, property batuan dan fluida, mekanisme aliran fluida dan fasilitas produksi.

Mekanisme pendorong reservoir yang akan mempengaruhi performance produksi dapat dikategorikan sebagai berikut :

- Reservoir Minyak :
 - ✓ Liquid and rock expansion (A – B)
 - ✓ Solution gas drive (B – C)
 - ✓ Gas cap drive
 - ✓ Aquifer water influx
 - ✓ Gravity Segregation
 - ✓ Combination Drive
- Reservoir gas
 - ✓ Gas depletion atau expansion (D – E – F)
 - ✓ Aquifer water influx
 - ✓ Combination drive

Untuk dapat diklasifikasikan sebagai cadangan, harus terdapat keyakinan bahwa persetujuan internal maupun eksternal yang dibutuhkan akan dapat terpenuhi dalam jangka waktu yang masuk akal (*reasonable time frame*).

Proved Reserves (P1)

Proved reserves (P1) adalah sejumlah volume migas yang berdasarkan analisis data ilmu kebumih dan keteknikan dapat diperkirakan dengan kepastian yang wajar (*reasonable certainty*) untuk diproduksi secara ekonomis dari satu atau beberapa reservoir, pada suatu waktu tertentu ke depan, pada kondisi ekonomi, metode operasi, aturan yang ditetapkan. Jika menerapkan metode deterministik, maka istilah kepastian yang wajar (*reasonable certainty*) mengartikan tingkat kepercayaan yang tinggi bahwa volume tersebut dapat terambil/diperoleh. Jika metode probabilistik yang digunakan, maka harus ada paling sedikit 90% kemungkinan bahwa volume yang diperoleh akan sama atau melampaui perkiraan P1 atau 1P. Untuk dapat masuk dalam kategori *Proved Reserves*, harus memiliki tingkat kepercayaan yang tinggi yang didukung dengan pengujian formasi atau tes produksi.

Probable Reserves (P2)

Probable Reserves (P2) adalah cadangan tambahan yang berdasarkan analisis data ilmu kebumih dan keteknikan dapat terambil dengan kemungkinan lebih rendah dari *Proved Reserves* (P1), akan tetapi lebih tinggi dari *Possible Reserves* (P3). Kaitannya dengan definisi tersebut, cadangan aktual suatu reservoir dapat diperoleh / diproduksi lebih besar atau lebih kecil daripada penjumlahan cadangan P1 dan P2 (yaitu 2P). Jika metode probabilistik digunakan, maka harus ada paling sedikit 50% kemungkinan bahwa volume yang diperoleh akan sama atau melampaui perkiraan 2P.

Possible Reserve (P3)

Possible Reserves (P3) adalah cadangan tambahan yang berdasarkan analisis data ilmu kebumih dan keteknikan dapat terambil dengan kemungkinan lebih rendah dari *Probable Reserves* (P2). Kaitannya dengan definisi tersebut, cadangan aktual suatu reservoir mempunyai kemungkinan yang kecil untuk dapat diperoleh melebihi penjumlahan cadangan P1, P2, dan P3 (yaitu 3P). Jika metode probabilistik digunakan, maka harus ada paling sedikit 10% kemungkinan bahwa volume yang diperoleh akan sama atau melampaui perkiraan 3P.

Estimasi Volume Terambil

Perkiraan volume hidrokarbon baik itu penentuan *inplace* maupun *recoverable* dapat menggunakan penerapan ketidakpastian (*uncertainty*) melalui metode deterministik atau probabilistik atau dengan beragam prosedur perhitungan diantaranya :

- a) analogi
 - b) volumetric
 - c) *performance-based* (*Production Decline*, *Material Balance*, dan lain sebagainya)
- Definisi Estimasi Volume Terambil (Estimated Ultimate Recovery – EUR) – PRMS 2018 adalah perkiraan hidrokarbon yang dapat diambil ditambah sejumlah hidrokarbon yang telah diproduksi. Perhitungan EUR harus merujuk pada aspek teknis dan aspek komersial.

III. METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan data-data terkait statik maupun dinamik dari sumur-sumur. Model statik didapatkan dari hasil evaluasi G&G yang telah dimodelkan menggunakan perangkat lunak. Sedangkan untuk data-data dinamik diambil dari laporan hasil tes laboratorium baik hasil tes analisa batuan maupun fluida, data tekanan yang telah dievaluasi menggunakan perangkat lunak dan data produksi sumuran. Alat yang digunakan pada saat pengambilan data dan penelitian ini menggunakan alat instrumentasi dan perangkat lunak pengolahan data lanjut.

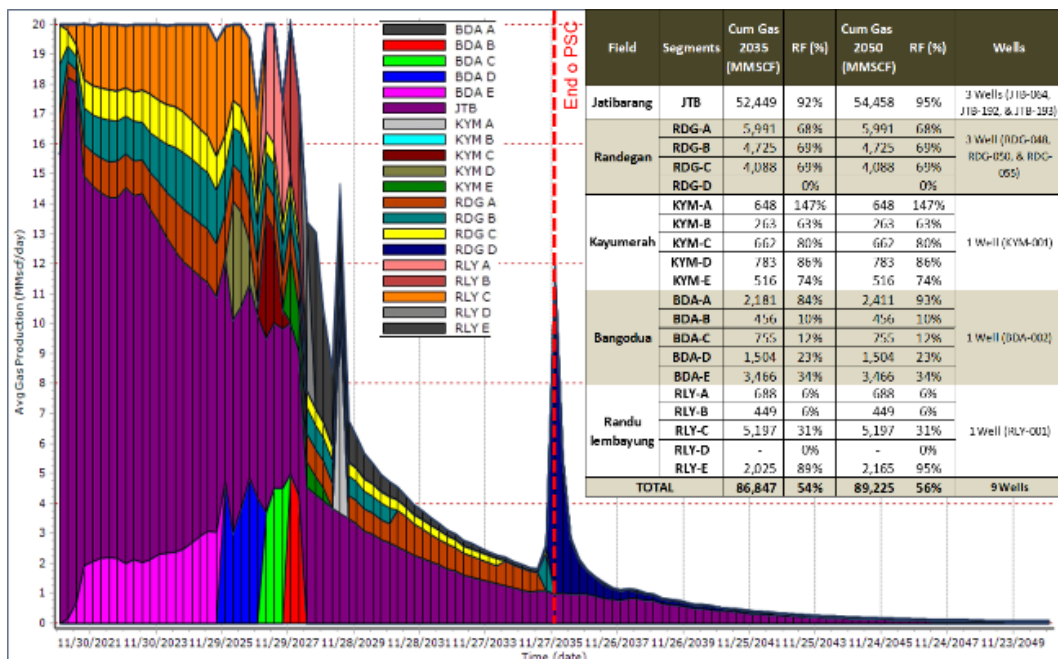
IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

Tabel 1. IGIP

Field	Segments	Initial Pressure (psi)	IGIP (MMSCF)	P1 (MMSCF)	P2 (MMSCF)	P3 (MMSCF)	Cum Gas (MMSCF)	Current Gas In Place (MMSCF)	Current Pressure (psi)
Jatibarang	JTB	677	57,069	24,672	32,270	127	18,950	38,119	494
Randegan	RDG-A	915	8,803	1,180	7,623	-	424	8,379	866
	RDG-B	957	6,881	33	6,848	-	413	6,468	877
	RDG-C	991	5,890	19	5,871	-	586	5,304	869
	RDG-D	982	180	-	-	180	-	180	982
Kayumerah	KYM-A	807	440	-	440	-	-	440	807
	KYM-B	848	417	193	224	-	263	154	37
	KYM-C	887	826	-	826	-	-	826	887
	KYM-D	931	910	-	-	910	-	910	931
	KYM-E	938	697	111	586	-	-	697	938
Bangodua	BDA-A	803	2,598	-	-	2,598	-	2,598	803
	BDA-B	853	4,675	-	-	4,675	-	4,675	853
	BDA-C	895	6,480	-	-	6,480	-	6,480	895
	BDA-D	930	6,668	-	-	6,668	-	6,668	930
	BDA-E	959	10,238	-	-	10,238	-	10,238	959
Randu lembayung	RLY-A	824	12,078	-	-	12,078	-	12,078	824
	RLY-B	867	7,928	-	-	7,928	-	7,928	867
	RLY-C	887	16,929	-	-	16,929	-	16,929	887
	RLY-D	916	7,752	-	-	7,752	-	7,752	916
	RLY-E	938	2,281	-	-	2,281	-	2,281	938
TOTAL			159,740	26,208	54,688	78,844	20,636	139,104	

Pembuatan skenario pengembangan lapangan berdasarkan volume gas setelah dikurangi produksi dan pada kondisi tekanan terkahir.

Case 1 : Workover pada sumur eksisting



Gambar 2. Forecast Gas Case 1

Tabel 2. Cumulative Gas Forecast Case 1

Lapangan	Cum Gas 2035 (MMSCF)	RF (%)	Cum Gas 2050 (MMSCF)	RF (%)
Jatibarang	52,449	92%	54,458	95%
Randegan	14,803	68%	14,803	68%
Kayumerah	2,873	87%	2,873	87%
Bangodua	8,362	27%	8,592	28%
Randulembayung	8,359	18%	8,499	18%
Total	86,847	54%	89,225	56%

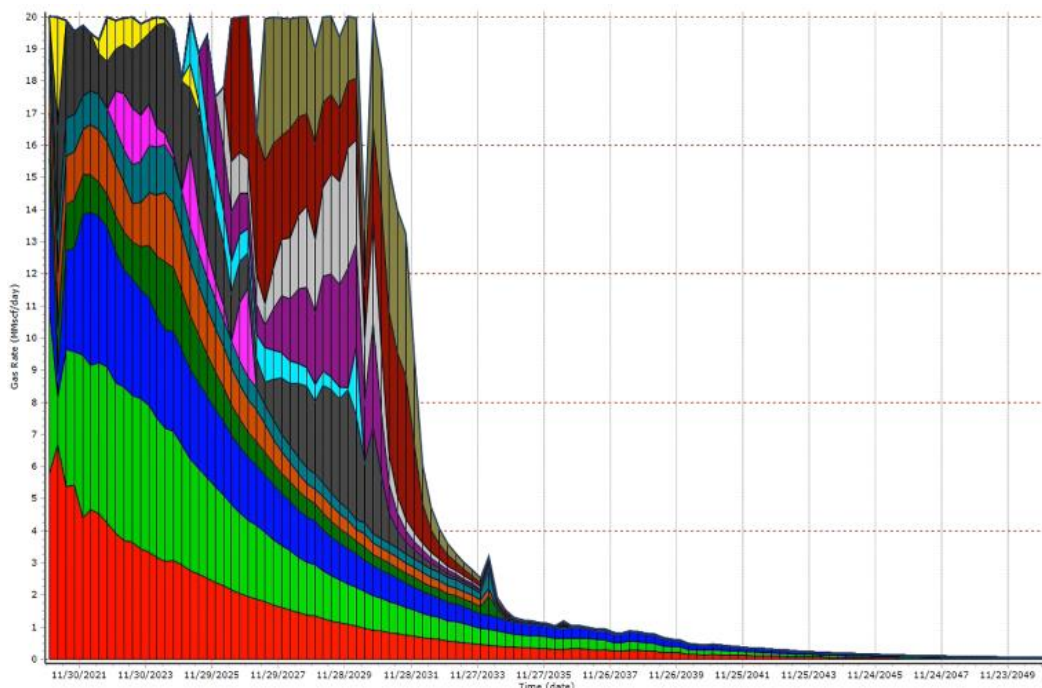
Case 2 : Workover pada sumur eksisting dan new well

Usulan sumur baru minimal satu sumur dalam tiap lapangan, kecuali Kayumerah & Jatibarang karena radius pengurasan sumur existing Sebagian besar sudah cukup sampai keseluruhan reservoir.

Usulan ini juga ditentukan berdasarkan seberapa besar Recovery Factor dari tiap segment reservoir dalam case 1 WO.

Total usulan 5 sumur baru:

1. NRD-001 (New Well Randegan)
2. NBD-001 & NBD-002 (New Well Bangodua)
3. NRL-001 & NRL-002 (New Well Randulembayung)



Gambar 2. Forecast Gas Case 2

V. KESIMPULAN

1. Pengembangan lapangan Jati Komplek dengan skenario 1 yaitu workover pada sumur eksisting menghasilkan recovery factor 56% dengan kumulatif gas

sebesar 89.225 Bscf (tahun 2050).

2. Pengembangan lapangan Jati Komplek dengan skenario 2 yaitu workover pada sumur eksisting dan penambahan 3 sumur bor menghasilkan recovery factor 65% dengan kumulatif gas sebesar 96.400 Bscf.

DAFTAR PUSTAKA

- Tarek, Ahmed. 2000. *Reservoir Engineering Handbook. Second Edition*. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing Company.
- McCain, William D. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids. Second Edition*. Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- Lee, John. 1982. *Well Testing*. New York, Dallas: Society of Petroleum Engineering of AIME.
- Lee, John. 1996. *Gas Reservoir Engineering*. SPE Textbook Series Vol. 5. Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Ikoku, Chi U. 1992. *Natural Gas Reservoir Engineering*. Florida: Krieger Publishing Company.
- Ikoku, Chi U. 1992. *Natural Gas Production Engineering*. Florida: Krieger Publishing Company.
- Beggs, H Dale. 1984. *Gas Production Operations*. Tulsa: Oil and Gas Consultants International Inc.
- Chaudhry, Amanat. 2003. *Gas Well Testing Handbook*. Houston, Texas: Advanced TWPSOM Petroleum Systems, Inc.
- Spivey, John. 2013. *Applied Well Test Interpretation*. SPE Textbook Series Vol 13.
- Ling, Kegang, Shen, Zheng. 2011. *Effects of Fluid and Rock Properties on Reserves Estimation*. SPE 148717. Texas A&M University.
- Capello, Maria A. 2020. *Technology Focus : Field Development*. SPE-0920-0064-JPT. Journal of Petroleum Technology.
- Wilson, Adam. 2017. *Approach Redefines Ideal Project Scope and Facilities Size for Field Development*. SPE-1017-0077-JPT. Journal of Petroleum Technology.