

## ANALISIS GAS ASSOCIATED PADA LAPISAN LP DI LAPANGAN BUGEL DENGAN PEMILIHAN SKENARIO TERBAIK UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI

Deny Handryansyah, Djoko Sulistiyanto, Hari K. Oestomo

Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti

### Abstrak

Perhitungan jumlah cadangan pada Lapangan Bugel menjadi langkah awal pengembangan sumur gas *associated*. Untuk mendapatkan nilai setiap parameter perlu dilakukan interpretasi secara kualitatif maupun kuantitatif. Interpretasi data secara kualitatif meliputi data persumuran atau pun data secara reservoir sistem saja. Sedangkan interpretasi jaringan juga diperlukan unruk dapat membuat suatu model dengan valid dari mulai *subsurface* hingga *surface*. Dalam pengerjaannya, software IPM yang mana terdapat beberapa *software* di dalamnya, yaitu *Prosper*, *MBAL*, dan *GAP* digunakan untuk membantu analisa setiap parameter. Lapangan BUGEL memiliki tiga lapisan yang berpotensi mengandung gas dan minyak yaitu LPAB, LPCD, dan LPE. Dari ketiga lapisan tersebut, ketiganya memiliki permeabilitas yang sangat kecil, yaitu hanya 2 mD. Volume gas awal di tempat atau Initial Gas In Place (IGIP) pada lapisan secara keseluruhan adalah 44.7 BSCF. Kemudian volume minyak awal di tempat atau Initial Oil In Place (IOIP) pada lapisan secara keseluruhan adalah 50.6 MMSTB. Yang mana dari hasil tersebut akan digunakan sebagai acuan untuk memprediksikan produksi di masa yang akan datang dengan berbagai skenario demi mendapatkan perolehan minyak yang terbaik.

**Kata kunci** : IGIP, OOIP, reservoir, prediksi, skenario

### Pendahuluan

Paper ini akan membahas tentang salah satu proyek pengembangan lapangan minyak dan gas yang dilakukan dengan menggunakan pendekatan secara *subsurface* – *surface*. Salah satu teknologi terapan yang berkembang dalam dunia perminyakan adalah simulasi lapangan. Simulasi lapangan adalah suatu proses matematik yang digunakan untuk dapat memprediksikan perilakunya, mulai dari reservoir, sumur, hingga ke peralatan di permukaan. dengan menggunakan suatu model. Suatu model tersebut dianggap memiliki sifat – sifat yang mirip dengan keadaan aslinya.

Pengerjaan simulasi suatu lapangan migas merupakan suatu pekerjaan yang saling berkaitan antara beberapa divisi seperti divisi reservoir, produksi, maupun pengembangan. Selain itu, apa bila data yang dimasukkan tidak akurat, maka model yang kita hasilkan memiliki validitas yang sangat rendah, sehingga tidak dapat mewakili di dalam pekerjaan pengembangan suatu lapangan minyak dan gas. Proses simulasi lapangan secara umum adalah dimulai dengan persiapan data, pembuatan model, inialisasi, *running model*, *history matching*, menjalankan prediksi skenario pengembangan lapangan dan terakhir evaluasi dan rekomendasi. Pengerjaan ini dimulai dari membuat sebuah model reservoir dengan menggunakan data – data yang tersedia untuk menghitung berapa jumlah cadangan yang tersisa saat ini, kemudian membuat sebuah model sumur yang disesuaikan dengan keadaan sebenarnya dan dilanjutkan dengan membuat suatu jaringan di sebuah lapangan yang akan mendapatkan hasil akhir rekomendasi skenario untuk pengembangan lapangan tersebut.

### Hasil dan Pembahasan

Dalam penulisan skripsi ini “Analisis Gas *Associated* pada Formasi LP di Lapangan Bugel Dengan Penentuan Skenario Terbaik Untuk Meningkatkan Produksi” diperlukan analisa data – data dari reservoir yang akurat untuk dapat mengetahui kapan waktu yang tepat

untuk pemasangan kompresor. Dalam membahas reservoir lapangan Bugel diperlukan data cadangan dari minyak atau pun gas yang dihitung dengan metoda persamaan *material balance* untuk mendapatkan sebesar apa hidrokarbon yang masih terkandung pada saat ini di lapangan Bugel.

Hasil yang diperoleh dari data reservoir sesuai dengan metoda yang digunakan diusahakan tidak menyimpang dengan keadaan nyata sumur ataupun reservoirnya, meskipun hasil yang diperoleh tidak tepat secara mutlak, tetapi diharapkan resiko kesalahan yang terjadi adalah sangat kecil, dan namun jika masih memungkinkan tidak sesuai dengan kenyataannya, maka kemungkinan terdapat ketidakcocokan metoda yang digunakan dengan keadaan sumur ataupun reservoir tersebut.

Untuk mendapatkan hasil yang dapat dipercaya, maka harus diketahui kelakuan reservoir berdasarkan data yang diperoleh dari analisa terhadap reservoir dan juga sumur tersebut. Yang mana semakin banyak data reservoir yang diperoleh, maka hasil yang didapat akan semakin akurat. Di samping itu diperlukan juga data dari sejarah produksi, kumulatif produksi, permeabilitas relatif, dan data – data lainnya yang menunjang seperti data tekanan dan lainnya.

Dalam pembahasan ini akan dibahas mengenai analisa reservoir Lapangan Bugel, peramalan produksi di masa yang akan datang berdasarkan hasil dari *history matching*, dan analisa pemasangan kompresor.

Pada pengerjaan analisa reservoir hal yang pertama dilakukan adalah melakukan simulasi sumur, selanjutnya melakukan simulasi reservoir dan yang terakhir adalah melakukan *network simulation*.

Pada simulasi sumur hal – hal yang dilakukan adalah membuat sebuah model suatu sumur dengan menggunakan *Prosper*. Pada simulasi ini beberapa data yang di-*input* adalah parameter kondisi awal dari Lapangan Bugel. Dan kemudian akan dilakukan pengerjaan pemodelan sumur yang akhirnya akan didapatkan hasil untuk alokasi produksi pada tiap lapisan yang diproduksi.

Pada hasil pengerjaan analisa alokasi produksi untuk lapisan LPAB, LPCD, dan LPE menggunakan *Prosper* didapatkan pemodelan sumur dengan kondisi awal dan keadaan tersebut dianggap sama untuk seterusnya untuk pemudahan perhitungan berapa maksimum produksi yang dapat dihasilkan dari kesembilan sumur DH dengan masing alokasi produksi tiap lapisannya. Dengan pemodelan dari kondisi awal dan tanpa ada masalah maka sumur DH-05 dapat mencapai produksi 174.4 STB/day dengan pemodelan pada kondisi awal. Kemudian untuk sumur DH-07 dengan proses pengerjaan yang sama pada DH-05, didapatkan hasil 115.5STB/day. Pada DH-08 dengan melalui proses yang sama dengan sumur DH-05, didapatkan hasil pada kondisi awal sebesar 239.2 STB/day. Setelah itu, untuk sumur DH-09 yang diproduksi mulai tahun 2008 didapatkan hasil rate sebesar 285.1 STB/day. Setelah itu untuk sumur DH-10 didapatkan hasil produksi pada sistem awal sumur tersebut sebesar 150.9 STB/day. Lalu untuk sumur DH-11 sama seperti pengerjaan sumur sebelumnya, dengan hasil rate sebesar 164.2 STB/day. Pada DH-12 dengan melalui proses yang sama dengan sumur sebelumnya, didapatkan hasil pada kondisi awal sebesar 353 STB/day. Setelah itu, untuk sumur DH-14 yang diproduksi mulai Maret 2011 didapatkan hasil rate sebesar 276.7 STB/day. Dan yang terakhir adalah DH-15 yang mempunyai rate sistem sebesar 153.8 STB/day.

Selanjutnya, setelah didapatkan alokasi produksi dari tiap lapisan per sumur, maka langkah selanjutnya simulasi reservoir. Simulasi reservoir di sini adalah bertujuan untuk menganalisa jumlah cadangan awal dari reservoir tersebut yang kemudian dapat menentukan masih berapakah sisa cadangan pada reservoir tersebut. Maka, didapatkan lah kumulatif produksi dari tiap lapisan dari data alokasi produksi sebelumnya dengan tekanan reservoir pertanggal dilakukan pendataan. Pada lapisan LPAB didapatkan kumulatif produksi pertanggal 1 Januari 2015 adalah sebesar 419341.41 bbl dengan jumlah kumulatif gas terproduksi sebesar 1.87 BSCF. Untuk Lapisan LPCD kumulatif

minyak dan gas terproduksi secara berturut – turut adalah sebesar 855928.67 bbl dan 4.44 BSCF. Dan untuk lapisan LPE adalah sebesar 265683.20 bbl dan 1.69 BSCF.

Pengerjaan perhitungan ini juga menggunakan *software*, yaitu **MBAL**. Pada awal mula pengerjaan penulis mendapatkan data OOIP yang dianalisa pada penelitian sebelumnya dengan metoda volumetrik didapatkan hasil 19.82MMSTB, 20.24 MMSTB, dan 10.12 MMSTB. Yang mana dari hasil tersebut akan dibandingkan dengan perhitungan metoda yang digunakan pada Tugas Akhir ini. Dengan menggunakan **MBAL** dan menggunakan metoda *material balance* dalam perhitungannya, maka didapatkan OOIP untuk tiap lapisan LPAB, LPCD, dan LPE berturut – turut adalah sebesar 0 MMSTB, 0 MMSTB, dan 37.064 MMSTB.

Setelah dilakukan perhitungan dengan MBAL didapatkan hasil yang dapat dibandingkan dengan data OOIP yang sudah ada, yaitu OOIP dengan volumetrik. Dan dapat terlihat dengan jelas pada hasil tersebut tidak menunjukkan hasil yang sama dan diinginkan. Hal ini dikarenakan pada reservoir LPAB, LPCD, dan LPE jumlah produksi lapisan tersebut masih sangat kecil, baru menyentuh 5% dari jumlah OOIP pada volumetrik, sehingga titik – titik yang dihasilkan pada grafik masih belum dapat terlihat *trendline* yang jelas. Dan juga reservoir ini memiliki nilai permeabilitas yang sangat rendah, yaitu 2mD. Yang mana pada metoda *material balance* keadaan reservoir dianggap memiliki nilai permeabilitas yang besar. Dan karena termasuk ke dalam *tight reservoir*, maka dapat menyebabkan *drainage area* tidak menyebar ke seluruh reservoir dan tidak saling mewakili keadaan sebenarnya pada reservoir tersebut. Sehingga, pada perhitungan dan pengerjaan selanjutnya dari Tugas Akhir ini, penulis menggunakan data OOIP dari hasil volumetrik tersebut.

Dan yang pengerjaan selanjutnya adalah *network simulation* yang juga sebagai tahap akhir dalam analisa reservoir. Dalam *network simulation* ini dilakukan perancangan jaringan yang saling berintegrasi mulai dari reservoir, sumur, hingga peralatan produksinya. Yang masing – masing dari komponen tersebut adalah hasil dari pengerjaan dari dua tahap sebelumnya, yaitu *Prosper* dan MBAL. Kedua *file* tersebut pada pengerjaan ini digunakan kembali dan disambungkan dengan GAP untuk mewakili reservoir dan juga sumur yang ada. Yang mana, data – data yang digunakan untuk fasilitas produksi didapatkan dari data lapangan yang sesuai dengan keadaan sesungguhnya.

Setelah saling berintegrasi satu dengan yang lainnya, maka barulah dapat dikatakan bahwa pemodelan jaringan Lapangan Bugel dikatakan selesai. Pada pengerjaan GAP ini, hasil yang didapatkan berupa laju alir dari minyak, gas, air, juga tekanan. Akan tetapi, pada pengerjaan Tugas Akhir ini yang menjadi focus utama hanyalah laju alir minyak, laju alir gas, dan juga tekanan kepaas sumur (*wellhead*). Yang mana hasil – hasil tersebut yang nantinya digunakan untuk peramalan produksi dan juga tekanan di masa yang akan datang, sehingga dapat diambil keputusan kapan waktu yang tepat untuk penggunaan kompresor.

Sebelum dapat meramalkan suatu produksi harus dilakukan proses penyelarasan laju alir minyak, laju alir gas, dan juga tekanan kepala sumur untuk mengetahui keadaan yang sesungguhnya dan juga perilaku produksi reservoir sebenarnya dengan perilaku model. Sulitnya proses *history matching* disebabkan karena jumlah sumur yang cukup banyak, dan juga keterbatasan data. Selain itu juga pemodelan pada GAP ini cukup terbatas untuk mewakili aliran – aliran dan keadaan formasi sesungguhnya karena pada kenyataannya sumur – sumur yang dikerjakan penulis ini keadaannya sangatlah rumit untuk dapat dimodelkan pada GAP. Dan juga data *actual* lapangan bukan berasal dari data *test* perhari dan ada alokasi produksi, sehingga yang mungkin menyebabkan *error* cukup besar. Data yang digunakan dalam proses *history matching* ini adalah data produksi dari tiap – tiap sumur dari 1 Januari 2006 sampai 31 Januari 2015. Perbedaan atau *margin error* antara data *actual* dengan data hasil *software* tidak melebihi dari 10%

Setelah proses *history matching* selesai dilakukan langkah selanjutnya yaitu adalah meramalkan produksi dan memperhatikan bagaimana tekanan kepala sumur di masa yang akan datang. Peramalan dilakukan pada sumur – sumur yang masih berproduksi pada ketiga lapisan yang ada sampai dimulainya peramalan, diantaranya adalah sumur DH-05, DH-09, DH-11, DH-12, DH-14, dan DH-15. Dikarenakan tiga sumur sisanya sebelum waktu peramalan sudah mengalami KUPL. Yang mana peramalannya dimulai dari tanggal 1 Februari hingga 31 Desember 2025. Selanjutnya mempelajari bagaimana kemungkinan produksi sumur asosiasi tersebut pada lapisan ini dengan cara menambahkan kompresor untuk meningkatkan jumlah produksi dan mentransportasikan gas sampai ke tempat tujuan. Peramalan produksi yang dilakukan sampai tahun 2025 dengan tiga kasus, yaitu:

#### 1. Base Case

Pada kasus ini peramalan dilakukan dengan tidak melakukan atau menambahkan apapun ke dalam jaringan yang sudah dibuat di GAP. Dan dari hasil keenam sumur yang tersisa tersebut yang telah dilakukan peramalan di dapatkan nilai kumulatif produksi gas sebesar 25.975 BSCF, dan kumulatif produksi minyak sebesar 3.947 MMSTB. dapat menghasilkan nilai kumulatif minyak sebesar 3.947 MMSTB atau sekitar 7.8% dari OOIP sampai tanggal 31 Desember 2025, dan kumulatif gas gas sebesar 25.975 BSCF atau sekitar 47.8% dari nilai OGIP hingga tanggal 31 Desember 2025.

### Kesimpulan

Setelah dilakukannya studi Tugas Akhir pada Lapangan Bugel dengan pemodelan menggunakan *software* IPM, maka dapat disimpulkan bahwa:

1. Hasil analisa jumlah cadangan pada lapisan LPAB, LPCD, dan LPE tidak bisa didapatkan dengan metoda perhitungan *material balance*, dikarenakan jumlah kumulatif produksi ketiga lapisan tersebut masih di bawah 5% dari jumlah OOIP yang diketahui dari volumetrik, permeabilitas yang kecil juga ikut menambah ketidakcocokan hasil yang diinginkan dengan metoda *material balance*, dan juga karena permeabilitas yang kecil tersebut juga membuat jari – jari pengurasan sumur tidak saling menyatu yang menyebabkan tidak dapat menggambarkan kondisi keseluruhan dari reservoir tersebut pada metoda *material balance*.
2. Hasil yang didapat pada *history matching* tidak sepenuhnya *perfectly match*, khususnya pada tekanan kepala sumur yang dikarenakan keterbatasan data yang tersedia dan juga keterbatasan *software*. Dan pada GAP sendiri pun tidak dapat meng-*constraint* tekanan kepala sumur dan hanya meng-*constraint* liquid saja saat proses *history matching*.
3. Untuk mendapatkan hasil yang sesuai, pada penelitian Lapangan Bugel khususnya lapisan LPAB, LPCD, dan LPE penulis menyarankan untuk membuat sebuah model dengan satu reservoir untuk satu sumur karena permasalahan permeabilitas yang terlalu kecil dan *tight reservoir*, maka harus diumpamakan jika satu reservoir hanya terproduksi untuk satu sumur saja, sesuai pernyataan pada poin sebelumnya.
4. Total produksi harian Lapangan Bugel hingga saat ini masih mencapai MMSCFD dan berdasarkan hasil analisa pada *software* GAP produksi akan berada di bawah MMSCFD pada sekitar bulan Ok 201292. Sehingga harus dimulai pemasangan kompresor

### Daftar Simbol

$\mu$  = Viskositas fluida yang menjenuhi, cp

$\mu_o$	= Viskositas minyak, cp
$\mu_{oi}$	= Viskositas minyak mula - mula, cp
$\mu_w$	= Viskositas air, cp
$\phi$	= Porositas, fraksi
API	= <i>American Petroleum Institute</i> , °API
$B_g$	= Faktor volume formasi gas, bbl/scf
$B_{gi}$	= Faktor volume formasi gas mula - mula, bbl/scf
$B_o$	= Faktor volume formasi minyak, bbl/stb
$B_{oi}$	= Faktor volume formasi minyak pada mula - mula, bbl/stb
$B_t$	= Faktor volume formasi cairan dua fasa, bbl/stb
$B_{ti}$	= Faktor volume formasi cairan dua fasa mula - mula, bbl/stb
$B_w$	= Faktor volume formasi air, bbl/stb
C	= Konstanta perembesan air, bbl/hari/psi
$C_f$	= Kompresibilitas formasi, /psi
$C_t$	= Kompresibilitas total, /psia
$C_w$	= Kompresibilitas akuifer, /psia
$E_{f,w}$	= Ekspansi air pada ruang pori batuan, bbl/stb
$E_g$	= Ekspansi dari tudung gas awal ( <i>initial gas cap</i> ), bbl/stb
$E_o$	= Unit ekspansi dari volume minyak dan <i>dissolved gas</i> , bbl/stb
EUR	= <i>Estimated Ultimate Recovery</i> , stb
F	= Jumlah dari minyak, gas, dan produksi air, bbl
GOR	= <i>Gas Oil Ratio</i> , scf/stb
$G_p$	= Produksi kumulatif gas, scf
K	= Permeabilitas media berpori, <i>Darcy</i>
m	= Perbandingan volume <i>gas cap</i> dengan volume minyak awal
N	= Isi minyak awal di tempat, stb
$N_p$	= Produksi kumulatif minyak, stb
OOIP	= Volume minyak yang terakumulasi awal di reservoir, stb
OGIP	= Volume gas yang terakumulasi awal di reservoir, scf
P	= Tekanan, psia
$P_r$	= Tekanan reservoir, psia
$P_{wf}$	= Tekanan dasar sumur, psia
$P_{wh}$	= Tekanan kepala sumur, psig
$P_b$	= Tekanan <i>bubble point</i> , psia
$P_i$	= Tekanan mula - mula, psia
$q_o$	= <i>Rate</i> produksi minyak pada waktu t, bopd
$q_g$	= <i>Rate</i> produksi gas pada saat tertentu, mmscf
$Q_g$	= Laju produksi gas, scfd
$Q_o$	= Laju produksi minyak, bopd
$R_s$	= Kelarutan gas dalam minyak, scf/stb
$S_g$	= Saturasi gas, %
SG	= <i>Specific Gravity</i>
$S_o$	= Saturasi minyak, %
$S_w$	= Saturasi air, %
$S_{wi}$	= Saturasi air mula - mula, %
t	= Waktu, hari
T	= Temperatur sistem, °R
$T_r$	= Temperatur reservoir, °R
WOR	= <i>Water Oil Ratio</i> , fraksi
$W_p$	= Produksi air kumulatif, stb
Z	= Faktor kompresibilitas gas

**Daftar Pustaka**

- Brown, E. Kermit et. all, "The Tehcnology of Artificial Lift Methods", Volume I, The University Of Tusla, Tusla Oklahoma.
- Brown, E. Kermit et. all, "The Tehcnology of Artificial Lift Methods", Volume IV, The University Of Tusla, Tusla Oklahoma.
- Dake, L. P., "Fundamental of Reservoir Engineering," Elsevier, New York, 1978
- Hwakin, Craft , "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Louisiana State University, 1991
- Ikoku, Chi U., "Natural Gas Production Engineering", The Pennsylvania State university, 1984
- Petroleum Experts (IPM Tutorials)*. 2004. Petroleum Experts
- R. Sumantri, "Teknik Reservoir", Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti, Jakarta, 1996
- Tarek, Ahmad. "Reservoir Engineering Handbook", Gulf Profesional Publishing, 2001. Watt, Herriot, "Production Technology I", Herriot Watt University