

PERKIRAAN VOLUME GAS AWAL DI TEMPAT MENGGUNAKAN METODE VOLUMETRIK PADA LAPANGAN POR

Edgar G Sebastian

Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan Dan Energi Universitas Trisakti

E-mail: edgar_bastian23@yahoo.com

Abstrak

Lapangan POR memiliki jenis reservoir Dry Gas, hal ini diketahui dari hasil uji kandungan fluida dari lapangan POR dengan hasil yang menunjukkan besar CH_4 atau metana yang lebih dari 95%. Oleh karena lapangan POR merupakan lapangan yang belum pernah diproduksi sebelumnya maka untuk menghitung besarnya volume gas awal dari lapangan POR dilakukan dengan perhitungan volumetrik. Penggunaan metode volumetrik dimulai dengan menghitung besar luas area dari reservoir, parameter-parameter reservoir, seperti porositas, saturasi air, dan factor volume formasi (Bg). Hasil perhitungan dari keempat parameter tersebut menghasilkan nilai IGIP (*Initial Gas In Place*) untuk masing-masing lapisan. Untuk lapisan d-300 besarnya nilai IGIP adalah 15.23 BSCF, untuk lapisan b1-340 besarnya IGIP adalah 20.5 BSCF, dan untuk besarnya nilai IGIP untuk lapisan E-500 adalah sebesar 15.8 BSCF. Jika dijumlahkan besarnya volume gas awal/IGIP pada ketiga lapisan tersebut adalah sebesar 51.5 BSCF.

Pendahuluan

Faktor yang sangat penting dalam pengembangan dan perencanaan produksi minyak dan/atau gas bumi dari suatu reservoir adalah memperkirakan volume awal hidrokarbon di tempat (*initial volume in place*) dan volume hidrokarbon yang dapat diperoleh (*recoverable volume*). *Recoverable volume* tersebut secara umum sering disebut dengan *reserves* atau cadangan. Reservoir pada umumnya terbagi atas dua jenis, yaitu reservoir gas dan reservoir minyak. Cadangan dapat didefinisikan sebagai perkiraan jumlah volume yang ada di dalam reservoir yang dapat diambil ke permukaan. Untuk mengetahui besarnya volume awal pada sebuah reservoir digunakan beberapa metode perhitungan, diantaranya metode volumetrik, metode material balance, dan metode decline curve. Dalam tulisan ini dibahas tentang perkiraan besar volume gas awal di tempat dengan menggunakan metode volumetrik yang dilakukan pada 3 lapisan yaitu d-300, b1-340, dan E-500 terhadap 3 sumur, yaitu POR 131, POR 134, dan POR 135. Metode volumetric merupakan perhitungan volume gas awal menggunakan peta isopach untuk menentukan volume bulk agar dapat menghitung besar volume gas awal pada kondisi awal reservoir.

Perhitungan volume gas awal di tempat dilakukan terhadap 3 aspek, yaitu aspek Geologi, aspek Petrofisik, dan aspek Reservoir. Aspek geologi bertujuan untuk mendapatkan luas dan tebal dari reservoir digunakan bantuan *software* PETREL, sedangkan untuk mendapatkan nilai saturasi air (sw) dan porositas dilakukan analisa petrofisik dengan menggunakan *software* IP, dan untuk analisa reservoir digunakan untuk mendapatkan nilai factor volume formasi (bg) dan factor kompresibilitas.

Hasil perhitungan dari keempat parameter tersebut menghasilkan nilai IGIP (*Initial Gas In Place*) untuk masing-masing lapisan. Untuk lapisan d-300 besarnya nilai IGIP adalah 15.23 BSCF, untuk lapisan b1-340 besarnya IGIP adalah 20.5 BSCF, dan untuk besarnya nilai IGIP untuk lapisan E-500 adalah sebesar 15.8 BSCF. Jika dijumlahkan besarnya volume gas awal/IGIP pada ketiga lapisan tersebut adalah sebesar 51.5 BSCF.

Studi Pustaka

Volume cadangan reservoir meliputi potensi reservoir, tenaga dorong reservoir dan produktivitas reservoir itu sendiri. Salah satu besaran reservoir yang paling penting untuk diketahui adalah besar volume hidrokarbon meliputi minyak dan gas bumi.

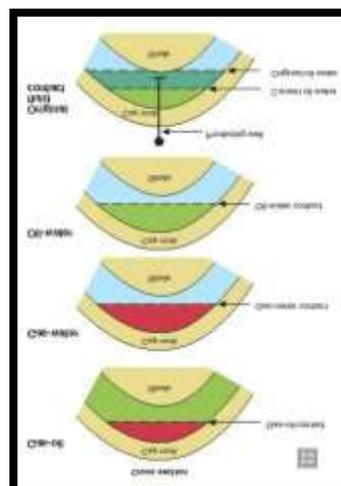
Evaluasi terhadap suatu reservoir dimulai dari suatu reservoir migas yang ditemukan dan telah terbukti keberadaannya dengan pemboran eksplorasi. Pemboran eksplorasi ini bertujuan untuk membuktikan ada atau tidaknya minyak dan gas bumi ataupun yang masih belum terbukti keberadaannya. Secara garis besar, reservoir merupakan tempat terakumulasinya fluida hidrokarbon minyak dan gas bumi.

Untuk menentukan besar cadangan gas diperlukan analisis dari beberapa aspek reservoir, yaitu analisa logging yang nantinya akan digunakan untuk menentukan lithology, besar resistivity, dan porositas sebuah reservoir, yang dianalisa melalui gambar log yang ada. Analisa fluida reservoir, digunakan untuk menganalisa kandungan fluida (air, minyak, atau gas) pada reservoir tersebut, seperti factor volume formasi yang digunakan dalam perhitungan dalam penentuan volume gas awal dan kompresibilitas dari gas tersebut. Dan analisa batuan reservoir yang digunakan untuk mengetahui baik atau buruknya batuan reservoir tersebut dalam mengalirkan fluida nantinya. Ketiga analisa tersebut dikombinasikan dalam menentukan besar volume gas awal pada reservoir, sehingga dapat diketahui besar volume gas awal pada reservoir tersebut. Salah satu hal yang perlu dipertimbangkan dalam pengembangan lapangan minyak adalah *Fluid Contact*.

Fluid contact adalah perbatasan antara dua permukaan fluida didalam suatu reservoir. Terdapat 3 macam fluid contact, yaitu Gas Oil Contact (GOC), *Gas Water Contact* (GWC), dan Oil Water Contact (OWC). GOC adalah perbatasan antara permukaan gas dan minyak didalam reservoir, GWC adalah perbatasan antara permukaan gas dan air didalam reservoir (biasanya pada reservoir gas), dan OWC adalah perbatasan antar permukaan air dan minyak didalam reservoir.

Fluid contact level adalah letak kedalaman yang menjadi batas permukaan antara dua jenis fluida yang berbeda. *Fluid contact level* ini perlu diketahui untuk 2 hal penting, pertama untuk proses perhitungan cadangan minyak didalam reservoir, kedua untuk proses pemboran dan juga produksi nanti untuk menentukan kedalaman sumur produksi maupun injeksi sebelum dilakukan proses pemboran. Secara umum fluid contact ini dapat diperoleh pada saat proses eksplorasi dilakukan, dan kedalamannya dapat diketahui secara spesifik dengan penilaian formasi menggunakan alat logging. Berikut adalah skema *fluid contact* didalam reservoir.

Gambar 3.1. Skema *Fluid Contact* dalam Reservoir¹



Fungsi dari menentukan letak kedalaman *fluid contact* di dalam reservoir ada beberapa. Antara lain seperti menentukan letak fluida di dalam reservoir dan menentukan letak kedalaman perforasi yang akan dilakukan dalam proses produksi reservoir. Tapi fungsi utama dari menentukan kedalaman *fluid contact* ini adalah untuk dapat menghitung besarnya IGIP. Dengan mengetahui letak kontak antara 2 fasa fluida, kita dapat mengetahui volume fluida tersebut.

Dalam pembahasan mengenai klasifikasi reservoir dapat dibedakan menjadi beberapa bagian yaitu karakteristik batuan reservoir yang membahas mengenai seberapa besar volume fluida berada di pori-pori batuan dan karakteristik fluida reservoir membahas mengenai fluida yang dimiliki oleh reservoir tersebut. Klasifikasi tersebut dibedakan menjadi :

- a. Karakteristik Batuan Reservoir
- b. Karakteristik Fluida Reservoir

Hasil *well logging* adalah rekaman data log berupa kurva/chart. Data log tersebut akan digunakan untuk melakukan evaluasi terhadap formasi batuan dengan diinterpretasikan terlebih dahulu. Terdapat 2 (dua) metode untuk menginterpretasikan hasil rekaman log, yaitu :

- Interpretasi log secara kualitatif, yakni penentuan litologi, lapisan permeabel, *fluid content*, dan OWC/GWC.
- Interpretasi log secara kuantitatif, yakni perhitungan porositas, saturasi hidrokarbon tersisa, dan saturasi hidrokarbon terpisah.

Interpretasi log secara kualitatif adalah interpretasi terhadap log yang dilakukan dengan cara melihat dan membaca/menafsirkan rekaman kurva log tanpa dilanjutkan dengan perhitungan apapun. Penentuan litologi dapat dilakukan dengan melihat litologi log atau melihat stratigrafi cekungan di mana terdapat lapangan yang ingin diteliti.

Penentuan lapisan permeabel dapat dilakukan dengan melihat harga GR log yang mengecil. Untuk menentukan fluida pengisi pori batuan dapat dilakukan dengan melihat *resistivity log* (track 2) pada lapisan yang permeabel. Apabila lapisan tersebut memiliki nilai resistivitas yang tinggi maka lapisan tersebut terindikasikan mengandung hidrokarbon.

Interpretasi untuk menentukan jenis fluida yang terdapat pada lapisan berprospek hidrokarbon dilakukan dengan meneliti track-3 yaitu dengan kombinasi *neutron log* dan *density log*. Zona hidrokarbon akan terlihat dengan mengecilnya nilai *density log* dan *neutron log*. Biasanya skala *neutron log* akan dibalik untuk membuat *crossover* antara kurva *density log* dan *neutron log*, yang dapat digunakan untuk mengindikasikan adanya hidrokarbon apabila terjadi *crossover* (kurva *neutron log* dan *density log* harus sama-sama mengecil untuk mengindikasikan hidrokarbon). Zona hidrokarbon gas biasanya akan mempunyai *crossvoer* yang lebih lebar dibandingkan dengan zona hidrokarbon minyak. Hal ini karena lebih kecilnya densitas gas daripada densitas minyak.

Interpretasi log secara kuantitatif adalah interpretasi terhadap data log yang dilakukan dengan menafsirkan rekaman kurva log kemudian dilanjutkan dengan perhitungan parameter-parameter petrofisik yang dibutuhkan seperti persentase kandungan serpih (shale), porositas, saturasi air, dan saturasi hidrokarbon.

Interpretasi log secara kuantitatif dapat membedakan antara lapisan yang bersih (*clean formation*) dan lapisan yang kotor (*shaly formation*). *Shaly formation* dapat mempengaruhi keakuratan perhitungan sifat petrofisiknya. Selain itu, lumpur pemboran yang terinvasi ke dalam formasi juga akan mempengaruhi perhitungan parameter petrofisik formasi tersebut.

Metode Picket Plot dapat digunakan dengan baik bila formasinya bersih, litologinya konsisten, dan R_w -nya konstan. Metode ini didasarkan pada formula Archie. Selain digunakan untuk memperkirakan Sw , metode ini dapat pula digunakan untuk memperkirakan R_w , yaitu dengan membuat *crossplot* antara R_t dan porositas pada kertas log-log. Titik-titik yang terluar pada *crossplot* tersebut terletak pada suatu garis yang disebut R_o line. Semua titik pada garis ini mempunyai $Sw = 100\%$ atau $Sw = 1$.

Bila a diketahui (harga 1 biasanya untuk limestone dan 0.8 untuk sandstone), maka besarnya R_w dapat ditentukan.

Saturasi air atau kejenuhan air adalah besarnya fraksi dari pori-pori batuan formasi yang terisi oleh air. Simbol untuk saturasi air adalah Sw . Perhitungan saturasi air dapat dibagi menjadi dua perhitungan Sw , yaitu pada *clean formation* dan *shaly formation*.

Porositas adalah bagian dari volume batuan yang berpori tanpa memperhitungkan apakah pori-pori batuan tersebut saling berhubungan atau tidak. Pada formasi yang renggang (*unconsolidated formation*), besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butiran, tidak pada ukuran butiran mutlak. Harga porositas akan semakin tinggi bila semua ukuran butirannya seragam. Sebaliknya, harga porositas akan rendah bila ukuran butir bervariasi sehingga butiran yang kecil akan mengisi ruang pori di antara butiran yang lebih besar. Formasi yang rapat (*consolidated formation*) mempunyai porositas yang lebih kecil karena partikel-partikel batuan umumnya bergabung dengan material yang mengandung silika dan kapur.

Analisa metode volumetric merupakan sebuah teknik yang menggunakan data dan informasi dari geologi untuk menghitung volume fluida (*Original Fluid In Place*). Beberapa parameter utama yang menjadi *input* dalam perhitungan volumetric ialah :

- a. Struktur geologi
- b. Original gas/oil contact (GOC/OWC)
- c. Porositas
- d. Saturasi hidrokarbon

Keempat parameter diatas memiliki fungsi yang sangat penting dalam penentuan besar volume gas/oil pada reservoir, sehingga keempat parameter tersebut tidak dapat dipisahkan satu sama lainnya dan keempat parameter tersebut memiliki ketidakpastian (*uncertainty*). Ketidakpastian ini dipersempit rentangnya dengan mengoptimasi interpretasi geologi bawah permukaan reservoir tersebut. Perhitungan volumetric bisa dilakukan dengan scenario tunggal dan beberapa scenario atau yang dikenal dengan volumetric probabilistic.

Volumetrik bisa dihitung dengan metode *surface based* atau *grid based (Geological Model)*. Besarnya volume gas awal di tempat harus dihitung seakurat mungkin sebagai pertimbangan perusahaan untuk menentukan langkah pengembangan secara ekonomis yang akan diambil.

Perhitungan volume minyak awal di tempat dengan metode volumetrik membutuhkan peta reservoir atau peta cadangan (*reserve map*) untuk dihitung volume batuananya. Perhitungan dengan metoda volumetrik membutuhkan peta isopach untuk dihitung volume bulk, porositas efektif, saturasi air, dan faktor volume formasi gas awal (B_{gi}).

Metodologi Penelitian

Studi hasil perkiraan volume awal gas di tempa pada Lapangan POR ini dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak PETREL dan IP.

Hasil dan Pembahasan

Perhitungan volume gas awal di tempat pada Lapangan POR terhadap 3 lapisan, yaitu d-300, b1-340, dan E-500 dilakukan pada 3 sumur, yaitu POR 131, POR 134, dan POR 135. Metode yang digunakan untuk menentukan perkiraan besar gas awal adalah metode volumetrik. Penggunaan metode tersebut dikarenakan ketiga lapisan ini merupakan lapisan yang belum berproduksi dan baru akan dibuka.

Perhitungan pada perkiraan besar gas awal di tempat dilakukan terhadap aspek Geologi, aspek Petrofisik, dan aspek Reservoir. Pada geologi dilakukan perhitungan untuk menentukan nilai dari luas dan ketebelan area reservoir, sehingga didapatkan nilai *volume bulk* (V_b) dari ketiga lapisan tersebut. Pada aspek ini dilakukan dengan bantuan *software* PETREL. Perhitungan besar nilai volume bulk menggunakan cara yaitu top map dikurangi dengan bottom map yang dibatasi oleh besarnya GWC (*Gas Water Contact*). Untuk besar GWC pada masing-masing lapisan adalah 371 ft untuk lapisan d-300, 425 ft untuk lapisan b1-340, dan 589 ft untuk lapisan E-500. Untuk aspek selanjutnya ialah aspek petrofisik. Pada aspek ini dilakukan interpretasi log dengan menggunakan bantuan *Software* IP, pada tugas akhir ini dijabarkan konsep perhitungan dalam melakukan interpretasi log untuk mendapatkan nilai volume shale (V_{sh}), porositas (ϕ) dan parameter lain yang dibutuhkan dalam menentukan nilai saturasi air (S_w). Dan yang terakhir adalah aspek reservoir. Perhitungan pada aspek ini menghasilkan nilai factor volume formasi (bg) dan factor kompresibilitas (z).

Hasil volume bulk didapatkan dengan menggunakan bantuan perangkat lunak PETREL dengan menggunakan selisih antara *top map* dan *bottom map* yang dibatasi oleh patahan dan GWC (*Gas Water Contact*). Perhitungan dilakukan terhadap 3 lapisan yaitu d-300, b1-340, dan E-500. Pada lapisan d-300 didapatkan area sebesar 13240 acre dan ketebelan 6.9 ft dan nilai GWC pada kedalaman 371 ft. Didapatkan nilai volume bulk sebesar 91482 acft. Nilai tersebut didapatkan dari perkalian antara area dengan ketebelan.

Untuk lapisan b1-340 dengan menggunakan *software* PETREL didapatkan area sebesar 12527 acre dan ketebelan 10.6 ft dan nilai GWC pada kedalaman 425 ft. Didapatkan nilai volume bulk sebesar 132902 acft. Dan yang terakhir lapisan E-500 didapatkan area sebesar 9344 acre dan ketebelan 11.7 ft dan nilai GWC pada kedalaman 589 ft. Didapatkan nilai volume bulk sebesar 109751 acft.

Volume shale dimasukkan ke dalam perhitungan porositas dikarenakan untuk menghitung nilai porositas efektif, sehingga volume shale dimasukkan ke dalam perhitungan porositas. Selain volume shale, porositas absolut juga dimasukkan dalam perhitungan porositas efektif. Nilai porositas absolut ini didapatkan langsung dengan bantuan *software* IP.

Untuk mengetahui nilai dari volume shale menggunakan analisa logging pada *track lithology* yaitu menggunakan gamma ray. Nilai dari volume shale dapat diketahui jika sudah mengetahui nilai dari GRmax (gamma ray maximum) dan GRmin (gamma ray minimum) pada lapisan tersebut. GRmax didapatkan dari garis *Shale Baseline* dan GRmin didapatkan dari besarnya garis *Sand Baseline*.

Setelah diketahui nilai dari volume shale maka dapat ditentukan besar porositas efektif dari masing-masing lapisan. Untuk mengetahui nilai dari porositas rata-rata tiap lapisan terlebih dahulu harus menghitung nilai dari total porositas dikali dengan ketebelan dan dibagi dengan total ketebelan. Untuk nilai porositas pada lapisan d-300 pada sumur POR – 131, sumur POR – 134, dan sumur POR – 135 berturut-turut adalah sebesar 0.291 atau 29.1 %, 0.333 atau 33.3 %, dan 0.377 atau 37.7 %, sehingga didapatkan porositas rata-rata dari lapisan d-300 tersebut adalah sebesar 0.333 atau 33.3 %. Sedangkan nilai porositas pada lapisan b1-340 pada sumur POR – 131, sumur POR – 134, dan sumur POR – 135 berturut-turut adalah sebesar 0.297 atau 29.7 %, 0.331 atau 33.1 %, dan

0.329 atau 32.9 %, sehingga didapatkan porositas rata-rata dari lapisan b1-340 tersebut adalah sebesar 0.319 atau sebesar 31.9 %. Dan yang terakhir nilai porositas pada lapisan E-500 pada sumur POR – 131, sumur POR – 134, dan sumur POR – 135 berturut-turut adalah sebesar 0.1596 atau 15.96 %, 0.3296 atau 32.96 %, dan 0.326 atau 32.6 % sehingga didapatkan porositas rata-rata dari lapisan E-500 tersebut adalah sebesar 0.272 atau sebesar 27.2 %.

Sesuai dengan pengertiannya saturasi merupakan besarnya fluida dalam suatu reservoir, maka saturasi merupakan parameter yang digunakan untuk menentukan besar IGIP pada suatu lapangan gas. Untuk mendapatkan nilai saturasi air digunakan metode Indonesia karena volume rata-rata shale ketiga lapisan menunjukkan angka > 10% sehingga tidak dapat menggunakan metode Archie karena penggunaan metode Archie hanya untuk rata-rata volume shale < 10 %. Metode Indonesia membutuhkan nilai dari r_w (*resistivity water*), r_t (*resistivity batuan*) dan r_{sh} (*resistivity shale*). Nilai saturasi air membutuhkan nilai parameter a (*factor turtositas*), m (*factor sementasi*), n (*eksponen saturasi*) dan porositas efektif. Untuk nilai r_w didapatkan dari metode *Picket Plot*. Metode *picket plots* ini adalah metode dalam menentukan resistivitas air dengan cara melakukan plot data resistivitas dalam terhadap porositas pada zona yang diperkirakan mengandung air 100%, analisis ini dilakukandengan bantuan *software* IP. Penentuan nilai r_{sh} didapat dengan menarik garis shale pada kolom resistivity. Garis ini menentukan nilai dari r_{sh} pada ketiga sumur.

Setelah menentukan parameter – parameter yang dibutuhkan dalam melakukan perhitungan saturasi air formasi, barulah dilakukan perhitungan saturasi air formasi pada masing-masing lapisan. Nilai saturasi yang telah didapatkan harus dicari nilai dari saturasi rata-rata pada masing-masing lapisan. Perhitungan total saturasi air dikali dengan porositas kemudian dikali lagi dengan ketebalan dan dibagi oleh total porositas dikali dengan ketebalan. Sehingga nilai saturasi air pada lapisan E-500 pada sumur POR – 131, sumur POR – 134, dan sumur POR – 135 berturut-turut adalah sebesar 0.567 atau 56.7 %, 0.567 atau 56.7 % dan 0.629 atau 62.9 % sehingga didapatkan saturasi dari lapisan E-500 tersebut adalah sebesar 0.567 atau sebesar 56.7 %. Untuk lapisan lapisan b1-340 pada sumur POR – 131, sumur POR – 134, dan sumur POR – 135 berturut-turut adalah sebesar 0.421 atau 42.1 %, 0.45 atau 45 % dan 0.472 atau 47.2 % sehingga didapatkan saturasi dari lapisan b1-340 tersebut adalah sebesar 0.421 atau sebesar 42.1 %. Dan yang terakhir adalah lapisan d-300 pada sumur POR – 131, sumur POR – 134, dan sumur POR – 135 berturut-turut adalah sebesar 0.366 atau 36.6 %, 0.562 atau 56.2 % dan 0.499 atau 49.9 % sehingga didapatkan saturasi dari lapisan d-300 tersebut adalah sebesar 0.366 atau sebesar 36.6 %. Nilai saturasi air diambil dari nilai yang terkecil pada tiap lapisan dikarenakan ketiga sumur tersebut merupakan sumur eksplorasi oleh karena itu di dalam reservoir, air belum *mendisplace* atau mendorong minyak yang ada di reservoir, sehingga pengambilan nilai saturasi air diambil dari nilai yang paling terkecil bukan dari rata-rata.

Untuk mengetahui nilai Factor Volumr Formasi membutuhkan data kandungan gas. Untuk dapat memenuhi persamaan tersebut membutuhkan nilai dari P_{pc} (*Pseudo Critical Pressure*) dan T_{pc} (*Pseudo Critical Temperature*) nilai tersebut berturut-turut adalah 673 dan 346.86. Oleh karena nilai tersebut merupakan karakteristik fluida maka dapat digunakan terhadap ketiga lapisan. Maka didapatkan nilai Z pada lapisan d-300, b1-340, dan E-500 berturut-turut adalah 0.97, 0.97, dan 0.96. Oleh karena nilai dari z ini hamper sama dan dibuktikan dengan uji kandungan gas yang menyatakan nilai dari CH_4 yang sebesar 95 % maka reservoir ini dapat dinyatakan sebagai reservoir Dry Gas.

Dari hasil perhitungan maka dihasilkan nilai B_g pada masing masing lapisan berturut-turut adalah 0.05534, 0.05226, dan 0.03537.

Besar Initial Gas In Place (IGIP) pada Lapangan POR telah dianalisa yaitu secara manual dan menggunakan bantuan *software* PETREL dan IP, sehingga didapatkan nilai IGIP dari amsing-masing lapisan adalah sebagai berikut, untuk lapisan d-300 adalah sebesar 15.23

BSCF, untuk lapisan b1-340 adalah sebesar 20.4 BSCF, dan untuk lapisan E-500 adalah sebesar 15.8 BSCF. Jika di total sketiga lapisan tersebut adalah sebesar 51.5 BSCF. Angka tersebut merupakan angka yang cukup besar dan oleh karena lapangan POR merupakan lapangan Dry Gas dan kandungan dari CH₄ maka lebih baik jika lapangan POR dibangun untuk lapangan LNG.

Kesimpulan

1. Dari hasil perhitungan bahwa lapisan b1-340 memiliki volume bulk paling besar yakni sebesar 132902 ft.
2. Lapisan d-300 dinilai paling baik karena memiliki nilai porositas yang paling besar dengan nilai 33.3 % dan termasuk dalam kategori porositas baik sekali.
3. Dari perhitungan volume gas awal di tempat menggunakan metode volumetrik didapatkan sebesar 15. 23 BSCF untuk lapisan d-300, 20.5 BSCF untuk lapisan b1-340 dan 15.8 BSCF untuk lapisan E-500.
4. Dengan total *Initial Gas In Place* (IGIP) yakni sebesar 51.5 BSCF maka dapat dikatakan bahwa ketiga lapisan ini layak untuk diproduksi.
5. Oleh karena Lapangan POR merupakan lapangan Dry Gas dan kandungan CH₄ maka lebih baik jika Lapangan POR dibangun untuk lapangan LNG (*Liquified Natural Gas*).

Daftar Pustaka

- Campbell, J. *Gas Conditioning and Processing*. Campbell Petroleum Series. Oklahoma.1979.
- Craft and Hawkins., "*Apply Petroleum Reservoir*", 2ed, Prentice-Hall Inc, New Jersey, 1991.
- Crain, E.R. *Petrophysical Handbook*. Rocky Mountain House, AB :Spectrum 2000 Mindware, 2010.
- Diktat Praktikum Analisa Fluida Reservoir, Universitas Trisakti, Jakarta.
- Ikoku, Chi. *Natural Gas Reservoir Engineering*. Krieger Publishing Company. Florida.
- Rukmana, Dadang., "Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi", Pohon Cahaya, Yogyakarta, 2012.
- Smith , R. *Practical Natural Gas*. Tulsa Oklahoma. 1983.
- Tarek, Ahmed. *Reservoir Engineering Handbook :Second Edition*. Gulf Proffesional Publishing. United States. 2001.
- Sumantri, R., "Buku Pelajaran Teknik Reservoir I", Diktat, Universitas Trisakti, Jakarta, 1998.
- Watetenbarger, R.A. *Gas Reservoir Engineering* : SPE Textbook Series Vol. 5