

ANALISA LOG UNTUK MENENTUKAN AWAL ISI GAS DITEMPAT (OGIP) LAPANGAN X SUMUR RM-3

Profit Pradana, Sembodo, Suryo Prakoso
Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Kebumihan Dan Energi,
Universitas Trisakti

Abstrak

Dalam kegiatan pengembangan minyak dan gas bumi, perlu diperkirakan cadangan migas yang terdapat di reservoir dan lamanya waktu yang diperlukan untuk mengambil cadangan tersebut. Perkiraan cadangan sumur RM-3 memerlukan data informasi mengenai lapisan di bawah tanah yang dikumpulkan dengan alat logging. Dengan tambahan data DST, diharapkan tulisan ini mampu memperkirakan cadangan gas dari sumur RM-3, formasi Menggala dan Pematang, lapangan X. Analisa pada sumur RM-3 dilakukan secara kualitatif untuk menentukan kandungan fluida dan batas lapisan, sedangkan secara kuantitatif untuk menentukan volume shale, porositas, saturasi air, cutoff dan terakhir untuk menentukan OGIP pada sumur RM-3. Terdapat 2 lapisan formasi pada sumur RM-3, yaitu formasi Menggala (RM-3A) dan formasi Pematang (RM-3B) yang berisi gas. Volume shale rata-rata kedua lapisan tersebut adalah 17% dan 50%, rata-rata porositasnya adalah 0.119 dan 0.108. Nilai a , m , n didapat dari data analisis perusahaan yaitu 1, 1.6, 1.8. R_w diperoleh dari analisa air DST pada formasi Menggala dan formasi Pematang yaitu 0.5643 dan 0.41266 pada suhu permukaan, sehingga R_w pada RM-3A dan RM-3B adalah 0.156 ohmm dan 0.109 ohmm. Total netpay sumur RM-3A adalah 98.14 m dan RM-3B adalah 4.11 m. Saturasi air rata-rata RM-3A dan RM-3B adalah 0.563 dan 0.322. OGIP RM-3A adalah 318 MMCUFT dan RM-3B adalah 18.7 MMCUFT, sehingga total OGIP pada sumur RM-3 adalah 336.7 MMCUFT.

Kata kunci : volumeshale, porositas, saturasi air, OGIP

Pendahuluan

Tulisan ini bertujuan menghitung cadangan pada sumur RM-3, lapangan X, Riau. Sumur yang diteliti pada tulisan ini jumlahnya 1 (satu) sumur eksplorasi. Metodologi yang diterapkan pada tulisan ini adalah mengumpulkan data rekaman log dan sampel batuan (*coring*) serta data-data lain mengenai sumur RM-3. Untuk penilaian formasi, dilakukan analisa secara kualitatif untuk menentukan lapisan permeabel dan batas GWC (*Gas-Water Content*), serta analisa secara kuantitatif untuk menentukan volume shale, porositas, permeabilitas, saturasi air, *net pay* dan terakhir jumlah cadangan gas nya

Secara garis besar, sistematika penulisan tugas akhir ini dibagi menjadi enam bab, yaitu: Pendahuluan yang menjelaskan secara singkat mengenai arah dari tulisan ini; Tinjauan Umum Lapangan yang membahas kondisi lapangan X; Teori Dasar yang berupa

teori-teori mengenai penilaian formasi ; Interpretasi Log untuk memperkirakan cadangan sumur RM-3 lapangan X, Pembahasan yang berupa bahasan mengenai perhitungan parameter dan cadangan sumur RM-3 lapangan X; dan Kesimpulan yang berisi kesimpulan-kesimpulan dari tulisan ini.

Tinjauan Pustaka

Selat Panjang PSC berlokasi di Provinsi Riau yang berjarak sekitar 110 km ke arah timur Pekanbaru. Blok Selat Panjang PSC ini memiliki luas 1.311 km² yang merupakan hasil beberapa kali relinquishment dari luas awal 3.785 km². Blok ini berbatasan dengan Blok Mallaca Straits di bagian Utara, Blok Coastal Plain Pekanbaru di bagian Barat serta Blok Kuantan di bagian BaratDaya. Pada tahun 1991, PETRONUSA BUMIBAKTI menjadi operator blok Selat Panjang ini, dan tahun 2003 Petronusa mengalihkan operasional blok ini kepada Petroselat Ltd yang adalah joint operation company yang dibentuk oleh Petronusa dan PetroChina. Struktur Rawa Minyak terletak di bagian Barat Laut dari blok Selat Panjang

Melalui anak usahanya, yaitu Petroselat Ltd. telah mendapat persetujuan dari SKK Migas untuk mengembangkan lapangan pematang dari Blok Selat Panjang PSC (Plan of Development/POD). Dengan persetujuan tersebut diharapkan produksi minyak dari Blok Selat Panjang PSC dapat mencapai sekitar 4.400 barel minyak per hari (bopd). Selain itu produksi gas diharapkan dapat mencapai sekitar 240 juta standar kaki kubik. Sesuai syarat dan ketentuan dalam POD, rencananya Petroselat akan mencapai titik puncak produksi dari Blok Selat Panjang PSC pada periode produksi tahun 2018. Perseroan berharap POD dapat direalisasikan mulai tahun 2014, sehingga dapat menyumbang tambahan penghasilan bagi perseroan untuk tahun buku mendatang.

Hasil Dan Pembahasan

Untuk memperkiraan original gas in place (OGIP) sumur RM-3 memerlukan informasi mengenai lapisan di bawah permukaan tanah yang dikumpulkan dengan alat logging. Tulisan ini bertujuan memperkirakan OGIP sumur RM-3. Sumur yang diteliti pada tulisan ini hanya 1 (satu) sumur pada formasi Pematang dan Formasi Menggala. Formasi Pematang dan Menggala adalah formasi yang terdiri dari batu lempung dan batupasir halus dan dominan batu gamping berselingan dengan serpih shale. Analisa yang dilakukan pada sumur RM-3 adalah analisa secara kualitatif untuk menentukan lapisan permeabel, kandungan fluida (*fluid content*), serta analisa secara kuantitatif untuk menentukan volume shale, porositas, permeabilitas, saturasi air, *cutoff*, cadangan hidrokarbon sumur RM-3

Penilaian formasi sumur RM-3 dimulai dengan interpretasi log komposit dengan ketelitian 0.1524 meter per layer. Interpretasi log komposit sumur RM-3 dimulai dengan analisa secara kualitatif untuk menentukan lapisan permeabel, kandungan fluida, sumur RM-3. Berdasarkan interpretasi kualitatif, lapisan permeabel pada sumur RM-3 sangat tipis tipis, dan pada sumur RM-3 ini dapat dibedakan menjadi 2 lapisan yang terdapat pada dua formasi, yaitu formasi Menggala dan Pematang yang berada pada kedalaman 2155 – 2357 m (RM-3A) dan 2378 – 2386 (RM-3B) m. Berdasarkan interpretasi kualitatif formasi Menggala (RM-3A) dan formasi Pematang (RM-3B) kedua formasi

tersebut mengandung hidrokarbon. *Fluid content* RM-3A dan RM-3B adalah hidrokarbon berdasarkan dari kurva log resistivitas formasi (RD) Pada zona RM-3A dan RM-3B yang diperkirakan mengandung hidrokarbon yang mempunyai *range* resistivitas formasi (Rt) pada RM-3A sebesar 4.78 – 45.7 ohmm dan pada zona RM-3B sebesar 6.06 – 37.6 ohmm.

Seperti yang telah disebutkan sebelumnya pada kedua lapisan ini terdapat perselingan shale, sehingga volume shale perlu dihitung untuk mengoreksi porositas. Sebelum menghitung volume shale, terlebih dahulu ditentukan nilai GR *clean* dan GR shale. Penentuan GR clean dan GR shale ini bersifat *quick look* dengan GR clean 40 API Unit dan GR shale 168 API Unit. Pada penilaian formasi sumur RM-3, interpretasi kuantitatif dimulai dengan perhitungan volume shale. Perhitungan volume shale menggunakan kurva log GR karena GR log dianggap mampu membedakan unsur non-radioaktif (batuan formasi) dan radioaktif (shale). Dengan menggunakan kurva GR, didapat volume shale rata-rata untuk zona RM-3A 17% untuk zona RM-3B 50%. Tingginya volume shale pada sumur RM-3 ini, baik di zona RM-3A dan RM-3B membuat formasi ini dianggap sebagai formasi kotor (*shaly formation*).

Pada tulisan ini, porositas ditentukan berdasarkan kombinasi *neutron-density log* dari kurva ZDNC dan CNCF. Porositas yang diambil adalah porositas dari kombinasi antara porositas density dan porositas neutron yang sudah

dikoreksi dengan kandungan shale, atau porositas dari log dibandingkan dengan nilai porositas dari data core, lalu kemudian porositas harus di normalisasi terlebih dahulu sehingga dapat digunakan untuk perhitungan cadangan dengan lebih akurat. Untuk menentukan porositas digunakan kombinasi 2 (dua) kurva karena ketelitian yang lebih tinggi dibandingkan menghitung porositas hanya menggunakan 1 (satu) kurva log porositas saja. Oleh karena formasi Menggala dan formasi Pematang termasuk formasi kotor, maka porositas neutron-densitas ini perlu dikoreksi terhadap volume shale. Resistivitas air formasi diambil dari data DST dan di kalibrasikan dengan rumus. Resistivitas air pada formasi Menggala dan formasi Pematang berdasarkan data DST sebesar 0.56438 ohmm dan 0.41266 pada suhu permukaan. Dengan cara korelasi terhadap suhu pada reservoir akan menimbulkan sedikit perbedaan nilai R_w pada setiap titik yang disebabkan oleh perubahan temperatur berdasarkan gradien temperatur. Gradien temperatur pada tulisan ini didapat dari perhitungan korelasi, yaitu pada saat kondisi permukaan dengan asumsi suhu 77 °F dan pada kedalaman reservoir 2343.5m suhu 304.08 °F, dengan persamaan rumus didapatkan Gradien Temperatur 9.6 °F/100m. Resistivitas Air formasi pada zona RM-3A 0.156 ohmm dan resistivitas air formasi zona RM-3B 0.109 ohmm.

.Adanya selingan serpih pada sumur RM-3 ini, menjadikan persamaan Indonesia dianggap yang paling cocok digunakan untuk menghitung saturasi air sumur RM-3, a , m dan n diambil dari data analisis yang dianalisa oleh perusahaan yaitu $a = 1$, $m = 1.6$, dan $n = 1.8$, Saturasi rata rata pada zona RM-3A dan RM-3B adalah 0.563 dan 0.322

Cutoff yang dicari pada tulisan ini adalah dari Volume shale, porositas, saturasi air (S_w). *Cutoff* porositas terhadap *volume shale* ditentukan dengan grafik plot antara porositas dan volume shale kemudian dilihat secara kualitatif dan data produksi (DST). Dari gambar tersebut di tarik 2 (dua) garis yang membatasi menjadi empat zona. *Cutoff* porositas yang diambil pada RM-3A dan RM-3B adalah 0.08 atau 8% dan 0.4 atau 4%, artinya layer dengan nilai porositas kurang dari 8% dan 4% maka layer tersebut dianggap tidak produktif. *Cutoff* volume shale RM-3A dan RM-3B adalah 30% dan 55%, artinya layer dengan kandungan volume shale lebih dari 30% pada RM-3A dan layer dengan kandungan shale lebih dari 55% pada RM-3B, maka layer tersebut tidak produktif sehingga tidak di ikut sertakan dalam perhitungan *netpay*. *Cutoff* saturasi didapatkan dengan cara yang hampir sama dengan *cutoff* porositas dan volume shale, gambar yang digunakan adalah plot antara porositas terhadap saturasi kemudian berdasarkan dua garis yang membatasi saturasi dan garis yang membatasi porositas berdasarkan data produksi yang sudah ada akan membagi empat zona. *Cutoff* saturasi RM-3A dan RM-3B masing masing 0.62 dan 0.68, artinya layer pada RM-3A dengan nilai S_w lebih dari 62% dan layer pada RM-3B dengan saturasi lebih dari 68%, maka layer tersebut dinilai tidak produktif dan tidak di ikut sertakan dalam perhitungan *netpay*

OGIP pada sumur RM-3 ini dihitung , setelah ketebalan nya dikoreksi dengan *cutoff* volume shale , porositas dan saturasi , didapatkan netpay RM-3A dan RM-3B adalah 98.14 meter dan 4.11 meter . Saturasi airnya 0.563 dan 0.322, dan porositas nya 0.119 dan 0.108 . Dari perhitungan secara volumetrik , maka didapat OGIP pada zona RM-3A adalah 318 MMCUFT ,dan OGIP pada zona RM-3B adalah 18.7 MMCUFT . Total OGIP sumur RM-3 adalah 336.7 MMCUFT

Simpulan

1. Zona yang di teliti pada sumur RM-3 terdiri dari RM-3A dan RM-3B selang interval adalah 2155 – 2357 meter dan 2378-2386 meter , dengan jenis fluida adalah gas .
2. Hasil interpretasi kualitatif menunjukkan bahwa sifat radioaktif formasi di sumur RM-3 cenderung besar. Secara kuantitatif volume shale pada RM-3A adalah 30% dan pada RM-3B adalah 55% , sehingga zona tersebut sebagai formasi kotor atau *shaly formation*
3. Porositas pada RM-3A dan RM-3B dikoreksi dengan volume shale , dan dihitung dengan density dan neutron log kemudian di normalisasi dengan porositas dari core. Porositas rata rata pada RM-3A dan RM-3B tersebut adalah 0.119 dan 0.108 atau 11.9% dan 10.8%
4. Saturasi air pada RM-3A dan RM-3B dihitung dengan menggunakan formula Indonesia , Parameternya terdiri dari R_{sh} , R_w , $a = 1$, $m = 1.6$, $n = 1.8$. Saturasi rata rata zona RM-3A dan RM-3B adalah 0.563 dan 0.322 atau 56.3% dan 32.2%
5. *Cutoff* sumur RM-3 ditentukan dengan cara kualitatif dan data DST . Pada RM-3A *cutoff* porositas , saturasi dan volume shale masing masing adalah 8% , 62% dan 30% . Pada RM-3B *cutoff* porositas , saturasi dan volume shale nya masing masing adalah 4% , 68% dan 55%
6. Dengan parameter tersebut , OGIP yang terdapat di sekitar zona RM-3A adalah 318 CUFT dan zona RM-3B adalah 18.7CUFT . Total OGIP pada sumur RM-3 adalah 336.7 MMCUFT

Daftar Simbol

ρ_b	= densitas <i>bulk</i> , gr/cc
ρ_{bsh}	= densitas <i>bulk</i> shale, gr/cc
ρ_f	= densitas fluida, gr/cc;
ρ_{ma}	= densitas matriks, gr/cc
Δ_t	= interval waktu transit pada log, $\mu\text{sec}/\text{ft}$
Δ_{tf}	= interval waktu transit fluida, $\mu\text{sec}/\text{ft}$;
Δ_{tma}	= interval waktu transit matriks, $\mu\text{sec}/\text{ft}$
Δ_{tsh}	= interval waktu transit pada shale, $\mu\text{sec}/\text{ft}$
$\bar{\phi}$	= porositas rata-rata, fraksi
\bar{k}	= permeabilitas rata-rata, fraksi
\bar{S}_w	= saturasi air rata-rata, fraksi
a	= faktor tortuositas
API	= derajat api, °API
B _{gi}	= faktor volume formasi gas, cuft/scf
B _{oi}	= faktor volume formasi minyak awal, bbl/stb
c	= konstanta litologi; 0.4 untuk sandstone; 0.45 untuk limestone
GOR	= <i>Gas-Oil Ratio</i> , scf/bbl

GR_{log} = pembacaan log GR pada lapisan yang diteliti, °API
 GR_{max} = pembacaan log GR pada lapisan yang shale, °API
 GR_{min} = pembacaan log GR pada lapisan yang bersih, °API
 GT = gradien temperatur, °F / 100m
 h = *netpay*, ft
 i = kuat arus listrik, ampere
 k = permeabilitas, mD
 Kro = permeabilitas relatif terhadap minyak, fraksi
 m = faktor sementasi
 n = eksponen saturasi
 \emptyset = porositas, fraksi atau %
 \emptyset_D = porositas densitas, fraksi
 \emptyset_{Dcorr} = porositas density koreksi terhadap shale, fraksi
 \emptyset_{Dsh} = porositas density pada lapisan shale, fraksi
 \emptyset_e = porositas efektif, fraksi
 OGIP = *Original Gas In Place*, cuft atau scf

Daftar Pustaka

“ Sejarah Cekungan Sumatera Tengah”, Tidak Dipublikasikan , Petroselat , Riau, 2010.

<http://petrophysicist.blogspot.com/2011/12/borehole-environment.html>.

<https://ngsuyasa.wordpress.com/2014/10/23/sugih-energy-pasok-gas-dari-selat-panjang-ke-pln-untuk-siak-mandiri-penerangan/>.

Amelia Eva ,” Interpretasi Log Untuk Memperkirakan Cadangan dan Umur Produksi Sumur AML-1 Lapangan X “, Tugas Akhir . Jurusan Teknik Perminyakan, Trisakti , Jakarta, 2015.

Sumantri, R dan Nugrahanti Asri, “Penilaian Formasi I” .Universitas Trisakti, Jakarta, 2014.

Sembodo , H dan Nugrahanti Asri, “Penilaian Formasill” .Universitas Trisakti , Jakarta, 2012.

Sumantri, R. Sutaesmi Hendri , Ratnayu,. “Diktat Petunjuk Praktikum Penilaian Formasi”, Jakarta, 2007.

Adi Harsono . “Evaluasi Formasi Dan AplikasiLog” , Pertamina, 1997.