

V. PEMBAHASAN

Perhitungan-perhitungan atau pengolahan data lebih banyak dilakukan dengan grafik interpretasi log yang merupakan hasil penelitian di laboratorium Schlumberger. Karena perusahaan jasa ini berorientasi pada hal-hal praktis, maka jarang dijumpai formulasi hasil penelitian tersebut, sehingga penulis pada pembahasan ini tidak melakukan penurunan atau penjabaran rumus secara matematis ke dalam persamaan fisika. Akan tetapi penulis mencoba untuk mendekati maknanya secara fisis.

5.1. Pemilihan Lapisan Permeabel

Membedakan lapisan permeabel dari lapisan impermeabel mengacu pada sifat fisis kedua batuan ini. Permeabel berarti keadaan fisis batuan yang dapat melewatkan fluida. Ini berarti batuan tersebut harus berpori sedemikian rupa sehingga bisa ditempati fluida. Evaluasi lapisan permeabel sudah cukup memadai dilakukan secara kualitatif, karena terlihat jelas perbedaannya pada kurva log.

5.1.1. Tinjauan log GR

Alat GR adalah detektor pencacah terhadap sinar gamma alami batuan. Unsur-unsur radioaktif alami lebih

banyak terkonsentrasi di dalam formasi impermeabel sehingga detektor alat GR akan memberi tanggapan yang tinggi. Sedangkan untuk jenis formasi permeabel jumlah unsur radioaktif alaminya relatif kecil, sehingga alat GR memberi tanggapan yang kecil pula, lampiran K.

5.1.2. Tinjauan log SP

Alat SP adalah alat untuk mengukur beda potensial antara elektroda di permukaan dengan elektroda didalam sumur. Potensial dalam hal ini adalah potensial spontan yang terjadi akibat perbedaan salinitas antara formasi permeabel dengan lumpur pemboran atau dengan formasi impermeabel. Ketika melakukan pengukuran (*logging*) suatu fluida lumpur dimasukkan kedalam lubang sumur. Ini sebagai syarat pengukuran dengan alat SP. Harus ada media penghantar antara formasi dan elektroda. Pada penelitian ini lumpur yang digunakan adalah lumpur asin (*salt mud*) dengan densitas 1.10 g/cc. Ketika dialirkan lumpur kedalam lubang sumur maka terjadi filtrasi atau rembesan lumpur kedalam formasi permeabel (berpori) dan relatif tidak terjadi filtrasi pada formasi impermeabel seperti serpih/lempung. Proses filtrasi pada formasi permeabel akan mendesak air formasi asli. Dalam hal ini salinitas air formasi lebih kecil dibanding salinitas lumpur pemboran, atau memiliki resistivitas yang lebih tinggi,

$R_w > R_{mf}$, sehingga menimbulkan efek potensial spontan. Sedangkan pada formasi impermeabel, karena tidak terjadi filtrasi maka efek potensial spontannya relatif kecil dan cenderung memberi tanggapan yang konstan. Karena formasi impermeabel umumnya adalah serpih maka kurva tanggapan alat SP pada formasi impermeabel disebut sebagai garis dasar serpih (*shale base line*). Evaluasi log SP adalah dari harga SSP formasi permeabel, yaitu selisih potensial antara kurva tanggapan formasi permeabel dengan garis dasar serpih (mV).

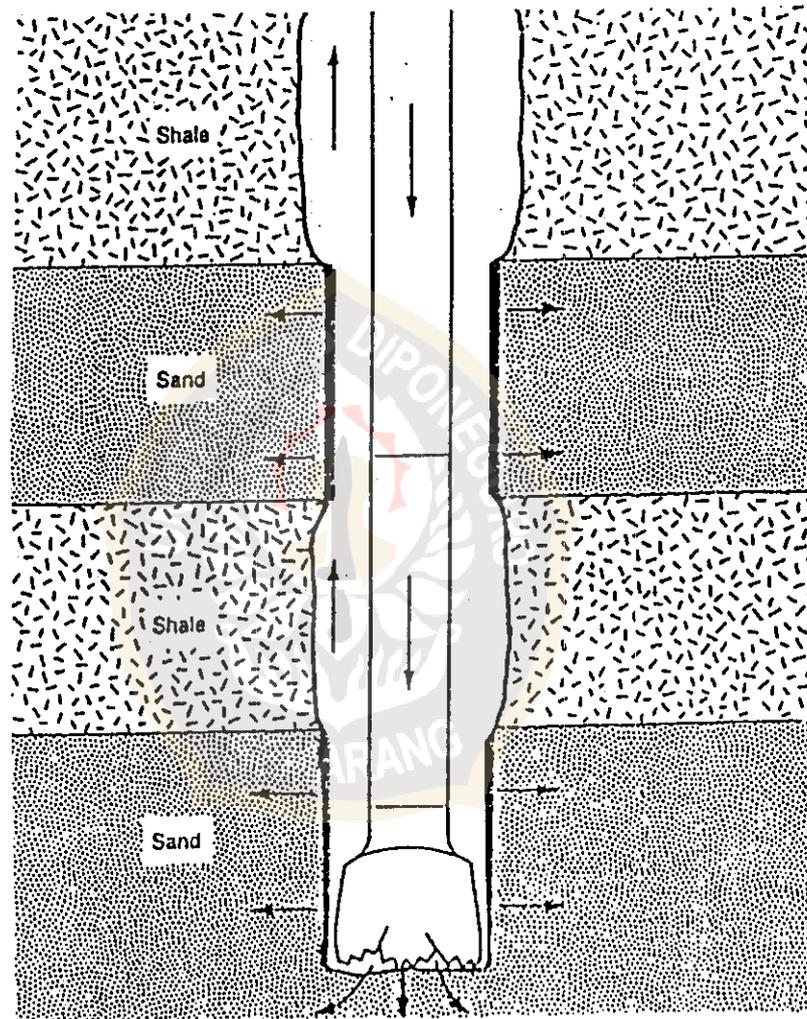
Hasil pengukuran potensial spontan pada penelitian ini menunjukkan harga positif. Secara fisis dapat diambil kesimpulan bahwa resistivitas lumpur lebih kecil dibanding resistivitas air formasi, sesuai dengan perhitungan R_w dan informasi resistivitas lumpur di kepala log. Secara matematis dapat dilihat pada persamaan 2.13.b. Jika $R_{mf} < R_w$, SSP akan memiliki harga positif, karena konstanta $(K+K')$ negatif.

5.1.3. Tinjauan log kaliper

Ketika melakukan pemboran suatu sumur sering terjadi hal-hal berikut :

- invasi/filtrasi lumpur ke dalam formasi permeabel.
- runtuh (*collapse*) pada formasi impermeabel.

Filtrasi lumpur tidak terjadi terus menerus karena segera terbentuk kerak lumpur pada dinding formasi, sehingga pada formasi permeabel diameter lubang bor menjadi lebih kecil. Sedangkan runtuhnya dinding formasi impermeabel memperbesar diameter lubang, gambar 5.1.



Gambar 5.1 : Keadaan dinding sumur setelah pemboran (Dewan, 1983).

Kurva log kaliper adalah hasil pengukuran diameter lubang bor, dilengkapi dengan kurva ukuran mata bor, sehingga pada formasi permeabel kurva kaliper membaca lebih kecil daripada ukuran mata bor. Akan tetapi ini tidak selalu terjadi. Bisa saja pada formasi permeabel kurva kaliper tidak lebih kecil dari ukuran mata bor. Penyebabnya antara lain kalibrasi alat yang kurang baik atau memang tidak terjadi kerak lumpur.

5.1.4. Tinjauan log resistivitas

Alat resistivitas dilengkapi dengan alat pengukuran dalam (LLD) dan alat pengukuran dangkal (LLS) secara horisontal. Adanya perbedaan hasil ukur antara pembacaan LLD dengan LLS menunjukkan bahwa telah terjadi invasi lumpur kedalam formasi. Padahal proses invasi terjadi pada formasi permeabel, sehingga pada formasi ini kurva-kurva log resistivitas akan menunjukkan pemisahan.

5.2. Metode Pintas

Perhitungan dengan metode pintas cukup memadai dalam memberi jawaban cepat di lapangan, karena parameter yang digunakan dalam perhitungan diambil dari data mentah (*raw data*) tanpa dilakukan koreksi-koreksi, baik koreksi yang disebabkan oleh pengaruh lempung dan hidrokarbon

maupun pengaruh lubang bor dan lingkungannya. Ternyata hasil perhitungan dengan metode ini hasilnya tidak begitu jauh jika dibandingkan dengan setelah dilakukan berbagai macam koreksi (tabel 4.2, 4.3 dan 4.4), setidaknya-tidaknya memberi gambaran lapisan mana yang mengandung hidrokarbon.

5.2.1. Tinjauan alat resistivitas

5.2.1.1. Resistivitas-dalam

Alat resistivitas yang digunakan pada penelitian ini adalah DLT^{*}-E (Dual Laterolog Tool tipe E) yaitu alat resistivitas dengan prinsip susunan lateral sehingga memiliki jangkauan ukur horisontal yang baik. Alat ini terdiri dari laterolog dangkal yang menghasilkan parameter LLS dan laterolog dalam yang menghasilkan parameter LLD. Laterolog dangkal memiliki jangkauan horisontal sekitar 15" sedangkan laterolog dalam memiliki jangkauan horisontal sekitar 60" (lampiran L). Tabel 4.3 memperlihatkan pula hasil perhitungan diameter rembesan, Di. Terlihat Di berkisar antara 20" dan 60", selebihnya adalah zona asli yang tidak terganggu lumpur filtrasi. Rata-rata Di antara 30"-40", jadi memang parameter LLD cukup mewakili resistivitas zona asli, Rt.

5.2.1.2. Resistivitas mikro

Alat mikro yang digunakan dalam penelitian ini adalah MSFL (Micro Spherical Focused Log) dengan jangkauan horisontal sekitar 1"-6". Jika melihat kembali hasil perhitungan D_i dalam tabel 4.3, maka memang harga parameter MSFL mewakili resistivitas zona rembesan, R_{xo} .

5.2.2. Tinjauan alat porositas

5.2.2.1. Porositas densitas

Pada prinsipnya alat porositas (LDT, Litho-Density Tool) adalah mengukur densitas elektron, yaitu jumlah elektron bebas yang dihasilkan ketika terjadi hamburan Compton, oleh sebab radiasi sinar gamma dari sumber alat densitas. Sumber radiasi yang digunakan adalah Cesium-137 berkekuatan 1.5 Curie dengan puncak tenaga 662 keV. Berikut adalah hubungan antara densitas elektron yang diukur alat LDT dengan densitas formasi sebenarnya.

$$N_e = N \cdot \rho_b \cdot \frac{Z}{A} \quad (\text{Adi Harsono, 1994})$$

N_e = jumlah elektron per cm^3

N = bilangan Avogadro, $6.02 \times 10^{23}/\text{mol}$

Z = nomor atom

A = berat atom

ρ_b = densitas bulk formasi

Densitas elektron ρ_e didefinisikan sebagai :

$$\rho_e = \frac{2Ne}{N}, \text{ sehingga}$$

$$\rho_e = (2Z/A) \cdot \rho_b$$

$$\rho_e = \rho_b \text{ jika } (2Z/A) = 1$$

Dapat dilihat pada tabel 2.2, bahwa untuk mineral-mineral utama yang sering dijumpai dalam dunia perminyakan harga $(2Z/A) \cong 1$.

Ketika mengukur densitas formasi, tidak hanya densitas matriks formasi saja yang terukur tetapi juga cairan di dalam ruang porinya. Densitas cairan formasi berbeda dari densitas batuan, sehingga pembacaan densitas formasi berpori tidak sama dengan pembacaan densitas batuan yang sama tanpa ruang pori. Jadi pengukuran densitas formasi bergantung pada densitas batuan, ρ_{ma} , jumlah ruang pori matriks dan densitas cairan pengisi ruang pori, ρ_f . Hal ini sesuai dengan definisi porositas. Hubungan ρ_b dengan porositas adalah :

$$\rho_b = \theta \cdot \rho_f + (1-\theta) \cdot \rho_{ma}$$

5.2.2.2. Porositas netron

Alat porositas netron yang digunakan pada penelitian ini adalah CNT (*Compensated Neutron Tool*), merupakan alat generasi baru setelah alat SNP (*Sidewall Neutron Porosity tool*). Alat netron pada dasarnya adalah suatu detektor. Kalau SNP adalah detektor netron termal, maka CNT adalah detektor netron termal dan epitermal. Netron yang dicacah adalah, netron yang berasal dari tumbukannya dengan atom-atom formasi yang, mengalami pelemahan tenaga sampai tingkat epitermal dan termal. Menurut tabel 2.3 unsur hidrogen memiliki luas penampang hamburan yang relatif sangat besar dibanding unsur-unsur lainnya sehingga netron dari sumber (alat CNT) lebih banyak bertumbukan dengan atom-atom hidrogen. hidrogen paling banyak terdapat dalam cairan, hal ini mencerminkan porositas.

5.2.2.3. Porsitas gambar silang netron-densitas

Gambar silang netron-densitas berasal dari data percobaan di laboratorium Schlumberger. Porositas netron-densitas digunakan dalam penentuan porositas sesungguhnya karena penentuan porositas secara tunggal sangat dipengaruhi oleh faktor lingkungan dan kesalahan alat. Dampak gas pada porositas netron akan mengecilkan tanggapan sedangkan pada porositas densitas justru

sebaliknya, sehingga gabungan porositas neutron dan densitas akan mengurangi kesalahan evaluasi porositas pada formasi gas.

Lampiran C memperlihatkan data hasil percobaan dengan densitas cairan pengisi lubang 1.190 g/cc. Penelitian ini menggunakan cairan pengisi lubang sumur (lumpur) dengan densitas 1.10 g/cc. Dipilih grafik CP-1f sebagai grafik bantu karena grafik ini mewakili lumpur asin.

5.2.3. Penentuan R_w

Penentuan harga R_w pada metode pintas ini menggunakan gambar silang porositas-resistivitas dengan faktor formasi $F=1/\phi^2$. Menurut pengalaman para analis log metode gambar silang porositas-resistivitas memberikan hasil yang baik. Penentuan harga R_w dengan analisis log SP hanya dilakukan jika memang tidak tersedia sumber-sumber parameter lain. Kurva log SP sangat dipengaruhi keadaan/lingkungan di sekitar alat ukur antara lain adanya derau dari kabel listrik dan arus listrik yang mengalir melalui formasi yang berdekatan dengan elektroda SP. Perhitungan SP juga menjadi kurang teliti karena mengabaikan komponen elektrokinetik. Apabila terjadi perubahan salinitas karena pengaruh

temperatur akan menyebabkan kesulitan dalam evaluasi karena dapat menyebabkan SP-balik (*reverse SP*).

Perhitungan R_w pada penelitian ini mendapatkan harga $\cong 0.14$ ohm-m pada temperatur formasi 138°C . Hasil ini tidak sesuai dengan tes laboratorium. Menurut tes laboratorium salinitas air formasi adalah 5000 ppm. Menurut perhitungan metode pintas harga R_w sebesar 0.14 ohm-m pada temperatur 138 memiliki salinitas 11000 ppm. Ini terjadi karena grafik porositas resistivitas yang penulis gunakan adalah grafik Sw-16, dimana faktor formasi $F=1/\phi^2$, sesuai prosedur dalam metode pintas. Mestinya grafik ini digunakan untuk litologi gamping, sedangkan pada kasus sumur "X" ini litologi formasi permeabelnya adalah pasir. Tetapi perhitungan kejenuhan air dengan menggunakan harga R_w ini sudah memberikan gambaran sementara.

5.2.4. Penentuan kejenuhan

5.2.4.1. Kejenuhan air formasi Sw

Kejenuhan air formasi pada metode pintas ditentukan dengan menggunakan persamaan Archie, dimana $a=1$, $m=n=2$, karena tujuan metode pintas ini adalah perhitungan dengan cara cepat, dan ternyata cukup memadai untuk memberikan jawaban sementara. Evaluasi lebih lanjut membutuhkan analisis tentang jenis formasi.

5.2.4.2. Kejenuhan air zona rembesan

Seperti halnya pada penentuan kejenuhan air formasi, penentuan kejenuhan zona rembesan juga menggunakan persamaan Archie. R_{mf} dan R_{xo} secara berurutan identik dengan R_w dan R_t pada zona asli. Harga R_{mf} yang digunakan adalah harga R_{mf} pada temperatur dasar lubang, karena harga ini lebih mendekati harga R_{mf} temperatur formasi dibandingkan harga R_{mf} terukur di permukaan (24°C).

5.3. Koreksi Lingkungan dan Lubang Bor

Koreksi lingkungan dan lubang bor diperlukan pada dasarnya karena telah terjadi gangguan pada formasi yang diukur oleh karena kegiatan pemboran dan filtrasi lumpur. Apabila kita dapat mengukur langsung formasi yang diinginkan tanpa harus mengebor maka tidak diperlukan koreksi ini. Kalibrasi alat umumnya sangat baik. Tetapi disini belum dilakukan koreksi terhadap pengaruh lempung dan hidrokarbon. Jadi dianggap formasinya bersih.

5.3.1. Koreksi log resistivitas

5.3.1.1. Kurva laterolog ganda

Koreksi dilakukan karena sebenarnya resistivitas LLD dan LLS terukur bukan hanya resistivitas formasi saja

tetapi juga resistivitas lumpur pengisi lubang bor, R_m . Resistivitas lumpur sebanding dengan volumenya, ini berkaitan dengan diameter lubang.

Pengukuran resistivitas-dalam dilakukan dengan menggunakan alat tipe DLT*-E yang merapat ke dinding formasi, sehingga sangat dipengaruhi oleh kondisi lubang, maka untuk mengoreksi harga LLD dan LLS digunakan grafik Rcor-2c.

Selanjutnya koreksi dilakukan terhadap pengaruh ketebalan lapisan dengan menggunakan grafik Rcor-10. Terlihat dari grafik Rcor-10 untuk tebal lapisan kurang dari 1.5 m koreksinya cukup besar. Hal ini karena ada pengaruh dari resistivitas lapisan batas, R_s . Terlihat dari gambar 2.9 anomali resistivitas terhadap ketebalan lapisan dan resistivitas lapisan batas.

5.3.1.2. Kurva MSFL

Koreksi terhadap kurva MSFL disebabkan karena harga MSFL sangat dipengaruhi oleh kerak lumpur, R_{mc} mengingat jangkauan ukurnya yang pendek. Karena diameter lubang bor adalah 6" maka koreksi pada perhitungan disini dilakukan dengan bantuan grafik Rxo-3 untuk lubang sempit (*slimhole*).

5.3.1.3. Penentuan R_t

Harga LLD yang telah dikoreksi terhadap pengaruh lubang bor (lumpur) dan ketebalan lapisan belum merupakan harga resistivitas zona asli R_t . Masih ada pengaruh dari resistivitas zona rembesan R_{xo} . Grafik Rint-9b digunakan untuk membantu menentukan harga R_t yang benar, sekaligus dapat diketahui sejauh mana rembesan telah terjadi.

5.3.2. Koreksi log porositas

5.3.2.1. Kurva porositas densitas

Koreksi terhadap porositas densitas berkaitan dengan densitas lumpur ρ_f . Tetapi pada pengukuran ini karena ukuran lubang bor adalah 6" maka tidak dilakukan koreksi terhadap pengaruh dari lubang bor ini. Alat densitas telah dirancang sedemikian rupa sehingga untuk diameter lubang < 8" tidak ada pengaruh dari lubang bor (Adi Harsono, 1994). Ini merupakan spesifikasi alat.

Satuan yang digunakan dalam pengukuran porositas pada penelitian ini adalah satuan porositas gamping, sehingga untuk mengubah satuan densitas kedalam satuan porositas gamping grafik Por-5 dikonversi pada litologi gamping (*limestone*) dengan $\rho_{ma} = 2.71$ atau dengan menggunakan rumus.

5.3.2.2. Kurva porositas netron

Banyak sekali dilakukan koreksi terhadap pengukuran porositas netron. Sebelum dilakukan koreksi-koreksi parameter NPHI harus diubah terlebih dahulu kedalam bentuk parameter TNPH dengan menggunakan grafik Por-14e, yaitu parameter yang berkaitan porositas netron termal. Hal-hal yang mempengaruhi pengukuran adalah :

- ukuran lubang bor, yaitu efek jarak antara formasi dengan detektor. Akan tetapi pengukuran dalam penelitian ini alat CNT dikombinasikan dengan alat densitas sehingga koreksi sudah dilakukan oleh alat.
- Kerak lumpur.
- Salinitas cairan lubang, karena Cl berpengaruh besar terhadap hamburan netron.
- Salinitas cairan formasi.
- Berat lumpur, karena berat lumpur berpengaruh terhadap proses interaksi netron.
- Jarak antara alat dengan dinding formasi. Dalam pengukuran ini jarak antara alat dengan dinding formasi adalah nol karena alat yang digunakan dilengkapi dengan pegas penekan sehingga alat menempel pada dinding.
- Tekanan hidrostatik lumpur.
- Temperatur lubang bor, karena CNT adalah alat pengukur netron termal jadi temperatur sangat berpengaruh.

5.3.3. Koreksi R_w , R_{mf} , R_m , dan R_{mc}

5.3.3.1. Penentuan R_w dengan gambar silang

Penentuan R_w dilakukan sekali lagi dengan metode gambar silang porositas-resistivitas dengan menggunakan harga porositas dan resistivitas yang baru yang telah dikoreksi. Hasilnya sesuai dengan tes laboratorium yaitu sebesar 0.3 ohm-m. Sehingga harga inilah yang penulis gunakan dalam perhiungan-perhitungan kejenuhan selanjut - nya .

5.3.3.2. Penentuan R_m , R_{mf} dan R_{mc}

Perlu dilakukan koreksi temperatur terhadap harga resistivitas lumpur. Harga resistivitas berubah jika temperatur berubah. Seperti pada grafik Gen-6 , temperatur formasi berubah secara linier. Secara fisis ini berkaitan dengan sumber panas di dapur magma pada pusat bumi. Menurut Link (1983), dalam gambar 2.2, gradien geotermal mulai tidak linier untuk kedalaman lebih dari 3000 km. Maka harga resistivitas lumpur harus "dibawa" ke temperatur formasi.

5.3.4. Penentuan S_w dan S_{xo}

Kalau pada metode pintas penulis menggunakan persamaan Archie untuk menentukan S_w dan S_{xo} , maka pada tahap ini perhitungan S_w dan S_{xo} disesuaikan dengan

kondisi litologi yang sesuai. Dengan menggunakan gambar silang neutron-densitas (lampiran G), diketahui litologi lapisan secara umum adalah jenis pasir, sehingga perhitungan S_w dan S_{xo} dilakukan dengan menggunakan persamaan Humble dimana $a=0.62$, $m=2.15$ dan $n=2$.

5.4. Koreksi Lempung dan Hidrokarbon

Lempung dan hidrokarbon berpengaruh terhadap tanggapan kurva alat-alat porositas dan tidak begitu berpengaruh terhadap alat-alat resistivitas, sehingga disini penulis melakukan koreksi lempung dan hidrokarbon. Gambar 2.14 memperlihatkan keadaan lempung didalam formasi.

Lempung adalah penyusun utama mineral serpih dan memiliki ukuran butir yang sangat kecil. Ukuran butir lempung yang sangat kecil menjadikan permukaan total lempung, yang dapat mengikat air, menjadi besar. Alat porositas adalah alat yang menanggapi air pengisi formasi, sehingga kehadiran mineral lempung menjadikan tanggapan alat porositas menjadi lebih tinggi dari porositas sebenarnya, yaitu porositas efektif, ϕ_e . Seperti telah disebutkan dimuka bahwa ruang yang ditempati air-ikat tidak termasuk dalam definisi porositas efektif.

Alat porositas tidak dapat membedakan antara atom hidrogen bebas dan atom hidrogen yang secara kimia terikat pada mineral lempung. Sehingga untuk lempung yang banyak mengandung atom hidrogen akan memberikan tanggapan porositas yang tinggi. Mineral lempung pada penelitian ini adalah Illit (illite) dengan rumus kimia $K_{1-1.5}Al_4(Si_{7-6.5}Al_{1-1.5})O_{20}(OH)_4$, (lampiran K).

Sedangkan hidrokarbon berpengaruh karena alat porositas tidak dapat membedakan hidrogen dalam molekul air formasi dengan hidrogen dalam molekul hidrokarbon. Keduanya memiliki indeks hidrogen (jumlah hidrogen per satuan volume) yang sama. Hidrokarbon jenis gas mengecilkan tanggapan kurva porositas netron, karena gas memiliki indeks hidrogen yang lebih rendah.

5.4.1. Penentuan volume lempung, V_{cl}

Menentukan volume lempung dilakukan dengan melakukan interpolasi antara formasi impermeabel (serpih/lempung) dan formasi bersih. Disini penulis menggunakan log GR dan log netron. Antara keduanya diambil nilai yang paling kecil. Ini mengacu pada pengalaman lapangan oleh para analis log. Dalam kasus ini harga V_{cl} (volume lempung) berkisar antara 0 hingga 0.08 (8%), ini memberi indikasi bahwa litologi formasi permeabelnya bersih (clean).

5.4.2. Koreksi pengaruh lempung terhadap porositas

Tentu saja setelah volume lempung didalam formasi sudah diketahui maka perlu dilakukan koreksi terhadap harga porositas karena porositas pada perhitungan tahap sebelumnya masih menganggap formasi bersih, padahal mengandung lempung antara 0 - 8%.

Porositas densitas :

$$\phi_{DC} = \phi_D - \phi_{Dcl} \cdot V_{cl} \text{ , dimana } \phi_{Dcl} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{cl}}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

ρ_{ma} adalah densitas matriks, pada penelitian ini jenis matrik adalah pasir dengan densitas 2.65 g/cc, ρ_{cl} adalah densitas lempung (ilit), pada penelitian ini nilainya 2.52 g/cc. ρ_f adalah densitas lumpur pengisi lubang, besarnya 1.10 g/cc.

Porositas netron :

$$\phi_{NC} = \phi_N - \phi_{Ncl} \cdot V_{cl}$$

ϕ_{cl} adalah porositas NPHI pada lapisan lempung.

5.4.3. Koreksi pengaruh hidrokarbon

Koreksi pengaruh hidrokarbon dilakukan dengan bantuan grafik CP-9 atau dengan persamaan 2.20. Dengan

persamaan ini $\phi = \phi_1$ jika $S_{hr} = 0$. Jadi terlebih dahulu dicari kejenuhan air pada zona rembesan dengan menggunakan persamaan Humble atau persamaan kejenuhan Indonesia. Disini penulis menggunakan persamaan Humble karena hasilnya tidak berbeda jauh bila dibandingkan dengan menggunakan persamaan Indonesia.

Secara umum perhitungan porositas koreksi hidrokarbon adalah dengan persamaan berikut :

$$\phi = (\alpha \cdot \phi_{NC} + \beta \cdot \phi_{DC}) / (1 + \gamma S_{hr}) \quad (\text{pers.2.20})$$

α , β dan γ adalah konstanta yang tergantung pada alat. Schlumberger memberikan $\alpha = 0.22$, $\beta = 0.78$, $\gamma = 0.1$ untuk alat CNL (CNT).

5.4.4. Penentuan S_w dan S_{xo} akhir

Setelah melakukan serangkaian koreksi diatas berarti formasi sudah dalam keadaan bersih sehingga penulis pada tahap ini melakukan perhitungan S_w dan S_{xo} dengan menggunakan persamaan Indonesia. Porositas akhir yang didapat dikenal dengan istilah porositas efektif.

5.5. Penentuan cadangan statis

Cadangan statis adalah cadangan hidrokarbon yang masih berada didalam reservoir. Dalam kasus ini terdapat

sejumlah minyak dan gas pada reservoir-reservoirnya. Akan tetapi tidak diketahui prosentase antara kandungan gas dan minyak (*gas oil ratio*). Perlu dilakukan tes lebih lanjut untuk menentukan prosentase gas dan minyaknya, yaitu dengan mengambil sampel dari dalam formasi. Tes ini dikenal dengan istilah *test result*. Sehingga dalam kasus ini penulis hanya melakukan perhitungan cadangan hidrokarbon secara keseluruhan tanpa membedakan jenis minyak atau gas.

Guna melengkapi perhitungan cadangan diperlukan data luas pengurasan. Luas ini penulis dapatkan dari perhitungan oleh "peneliti" lain (perusahaan minyak) dari data seismik. Karena pada blok lokasi penelitian ini hanya ada tiga buah sumur, sudah barang tentu penentuan luas pengurasan masih sangat kasar. Diperlukan lebih banyak sumur lagi, sehingga perhitungan luas pengurasan bisa lebih teliti.

