

14.366/H/02

**MENGETAHUI KEBERADAAN HIDROKARBON DI SUMUR  
BANGKA (PENGEMBANGAN) PT. EXSPAN SUMATERA  
DENGAN BANTUAN INTERPRETASI SOFTWARE GS**

**TUGAS AKHIR**



*RSFi  
622.338 2  
Fir  
01-1  
2000*

Oleh :

**RIRIS FIRDIANSYAH**  
**NRP. 1194 100 014**

**JURUSAN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA  
2000**

*Rp 30.000.*

*5/10/2000*

**MENGETAHUI KEBERADAAN HIDROKARBON DI SUMUR  
BANGKA (PENGEMBANGAN) PT. EXSPAN SUMATERA  
DENGAN BANTUAN INTERPRETASI SOFTWARE GS**

Disusun oleh :

**RIRIS FIRDIANSYAH**  
1194 100 014

**TUGAS AKHIR**

Diajukan Pada Tingkat Strata Satu (S-1)  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya  
Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Meraih Gelar  
**SARJANA SAINS FISIKA**

**JURUSAN FISIKA**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA**

2000

LEMBAR PENGESAHAN

MENGETAHUI KEBERADAAN HIDROKARBON DI SUMUR  
BANGKA (PENGEMBANGAN) PT. EXSPAN SUMATERA  
DENGAN BANTUAN INTERPRETASI SOFTWARE GS

Disusun oleh :

RIRIS FIRDIANSYAH  
1194 100 014

Surabaya, Februari 2000

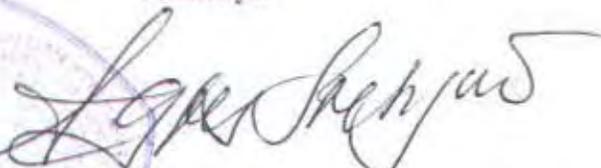
Mengetahui,

Ketua Jurusan Fisika

Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya



Drs. Agoes Soetijono, MT  
131 835 485

LEMBAR PENGESAHAN

MENGETAHUI KEBERADAAN HIDROKARBON DI SUMUR  
BANGKA (PENGEMBANGAN) PT. EXSPAN SUMATERA  
DENGAN BANTUAN INTERPRETASI SOFTWARE GS

Disusun oleh :

RIRIS FIRDIANSYAH  
1194 100 014

Menyetujui,

Surabaya, Februari 2000



Drs. Seno Pudji Sardjono, MT  
NIP. 131 835 483

Jakarta, Februari 2000

Ted Holden

**“Sesungguhnya binatang (makhluk) yang paling buruk di sisi Allah ialah orang – orang yang pekak dan tuli yang tidak mengerti apapun.” (Al – Anfal : 22)**

**“...dan katakanlah, “Ya Allah, tambahkanlah kepadaku ilmu pengetahuan.” (Thaha : 114)**

**Tugas akhir ini kupersembahkan kepada ayah, mama, saudara - saudaraku dan rakyat Bangka.**

## ABSTRAK

Interpretasi data *well logging* merupakan suatu tahap yang penting dalam penentuan keberadaan hidrokarbon, di mana harus memperhatikan banyak aspek. Interpretasi dapat dilakukan secara manual dan dengan menggunakan software/program. Di dalam tugas akhir ini, akan diinterpretasikan data *well logging* sumur Bangka (sumur terbuka) dengan menggunakan software GS (Geologist System) untuk membantu dalam menginterpretasikan data log tersebut. Dengan bantuan software ini, dilakukan evaluasi dan penggunaan sifat-sifat petrofisik (porositas, resistivitas dan saturasi air) dari data log, sehingga dapat diketahui litologi dan nilai kuantitatif dari formasi. GS dengan kemampuannya mengolah data log akan menghasilkan suatu data yang menunjukkan karakteristik kandungan hidrokarbon dan air pada kedalaman yang kita inginkan. Secara umum hasil interpretasi GS menunjukkan adanya kandungan hidrokarbon pada formasi Baturaja (2928 – 3205 kaki). Kandungan hidrokarbon yang cukup besar hanya berada pada kedalaman tertentu saja yaitu 2928 – 2985 kaki.

## ABSTRACT

Well logging data interpretation is an important stage in hydrocarbon determination, where have to observe many aspects. Interpretation could be done by manual system and using some softwares/programs. In this final project will be interpreted well logging data of Bangka well (open hole) which is using GS software for helping to interpret log data. By using this software, evaluated and used petrophysics parameters (porosity, resistivity and water saturation) from log data, then would be known the lithology and the quantity value of formation. The ability of GS to process log data will result data which shown the characteristic of hydrocarbon and water on the certain depth we wanted. The result of GS interpretation shows hydrocarbon on Baturaja formation (2928-3205 feet). Hydrocarbon is found on the depth of 2928-3205 feet only.

7. Aak - lik - Ipuk (Ibu kost yang termanis, tercantik, tercerewet dan terbaik), Dewi heartbreaker (pujangga) yang telah banyak membantu penulis dalam penulisan selama di Jakarta dan di Surabaya, dan Molly yang dengan lemah-lembut telah banyak menolong melengkapi penulisan tugas akhir ini.
8. Mas Amang, Kadek, Buyung, Mas Sugik, Arif, Hendro, Aviv, Heru, Udin, Dodot, Daniel, Fikri dan Tole, kalian adalah teman kost dan pendengar yang baik bagi penulis.
9. Teman - teman kost di Depok dan Bandung : Bambang, Adi (Ocoi), Oji, Rizal-son, Doni, Zeldi, Antoni, Herdi, Eji(Unpad), Adi dan Deni (ITB) yang telah membantu penulis dalam suka dan duka. Hidup Belinyu-Bangka !!!!
10. Teman - teman Geophysics Ali, Tarmuji, Joko, Basuki, Wahyu, Buwono, dan Anang serta teman teman Fisika yang telah membantu penulis selama kuliah.

Dibalik keterbatasannya sebagai manusia, ada keinginan untuk terus dan tetap memperbaiki hal - hal yang nantinya akan semakin mendekati keidealan. Untuk itu segala saran dan kritik bagi pengembangan dan pemikiran baru sangatlah penulis harapkan. Terakhir, penulis berharap semoga tugas akhir ini dapat bermanfaat dan berguna bagi rekan - rekan mahasiswa Fisika - Geofisika ITS.

Wassalamualaikum Wr. Wb.

Surabaya, Januari 2000

(Riris Firdiansyah)

## DAFTAR ISI

	<b>Halaman</b>
<b>LEMBAR JUDUL</b>	
<b>LEMBAR PENGESAHAN</b>	
<b>LEMBAR PERSEMBAHAN</b>	
<b>ABSTRAK</b>	i
<b>KATA PENGANTAR</b>	iii
<b>DAFTAR ISI</b>	vi
<b>DAFTAR GAMBAR</b>	x
<b>DAFTAR TABEL</b>	xi
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b>	xii
<b>BAB I PENDAHULUAN</b>	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan	2
1.3 Permasalahan	2
1.4 Batas Permasalahan	2
<b>BAB II DASAR TEORI</b>	3
II.1 Litologi	3
II.1.1 Batuan Kandung Hidrokarbon	3
II.1.2 Lempung dan Serpih	4
II.2 Sifat – Sifat Petrofisik	5
II.2.1 Permeabilitas	5

II.2.2 Porositas	6
II.2.3 Saturasi	7
II.2.4 Resistivitas dan Faktor Formasi	8
II.2.4.1 Resistivitas Air Formasi	9
II.2.4.2 Resistivitas Formasi Kandung Air	9
II.2.4.3 Resistivitas Formasi Sebenarnya	9
II.2.4.4 Faktor Formasi	10
II.3 Dampak dari Proses Pemboran	11
II.3.1 Proses Pemboran	11
II.3.2 Hidrokarbon yang Dipindahkan	12
II.4 Menentukan Resistivitas Air Formasi	14
II.4.1 Penentuan $R_w$ dari Data Log	14
II.4.1.1 $R_w$ dari Data Log	14
II.4.1.2 Penentuan $R_w$ dari Rasio Resistivitas	15
II.4.1.3 Penentuan $R_w$ dari Log Resistivitas – Porositas	16
II.4.1.4 Penentuan $R_w$ dari Gambar Silang Resistivitas – Porositas	17
II.4.2 Penentuan $R_w$ dari Katalog	17
II.4.3 Penentuan $R_w$ dari Analisa Kimia	17
II.5 Radioaktif	17
II.6 Spontaneous Potential (SP)	20
II.6.1 Komponen Elektrokimia dari SP	20
II.6.2 Komponen Elektrokinetik dari SP	22
II.7 Prinsip Software GS	22

II.7.1 Permodelan	23
II.7.2 Algoritma Respon	25
II.7.3 Volume Lapisan Serpih	26
II.7.4 Resistivitas Air dari Zona Air	27
II.7.5 Penentuan Saturasi	28
<b>BAB III TINJAUAN GEOLOGI DAN KURVA LOG</b>	29
III.1 Geologi Sumur Bangka	29
III.1.1 Geologi Regional Sumur Bangka	29
III.1.2 Stratigrafi Regional Lapangan KS	29
III.1.3 Struktur Regional Lapangan KS	31
III.2 Kurva Log	33
III.2.1 Log SP	33
III.2.1.1 Anomali SP	34
III.2.2 Log GR	37
III.2.3 Log Kaliper	39
III.2.4 Log Resistivitas	39
III.2.4.1 Prinsip Operasi	41
III.2.5 Log Porositas	42
III.2.5.1 Log Densitas	43
III.2.5.2 Log Netron	46
III.2.5.3 Interpretasi Log Densitas dan Netron	48
III.2.6 Log Quality Control	49
III.2.7 Informasi Data Log	50

<b>BAB IV INTERPRETASI DAN IDENTIFIKASI HIDROKARBON PADA</b>	
<b>RESERVOAR DENGAN SOFTWARE GS</b>	51
IV.1 Interpretasi Sumur Bangka	51
IV.1.1 Pendugaan Lapisan Permeabel dan Impermeabel	52
IV.1.2 Pendugaan Kandungan Fluida Dalam Reservoir	53
IV.1.3 Pendugaan Batas Minyak dan Air	55
IV.2 Evaluasi Software GS	56
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN</b>	60
V.1 Kesimpulan	60
V.2 Saran	61
<b>DAFTAR PUSTAKA</b>	63
<b>LAMPIRAN</b>	64

## DAFTAR GAMBAR

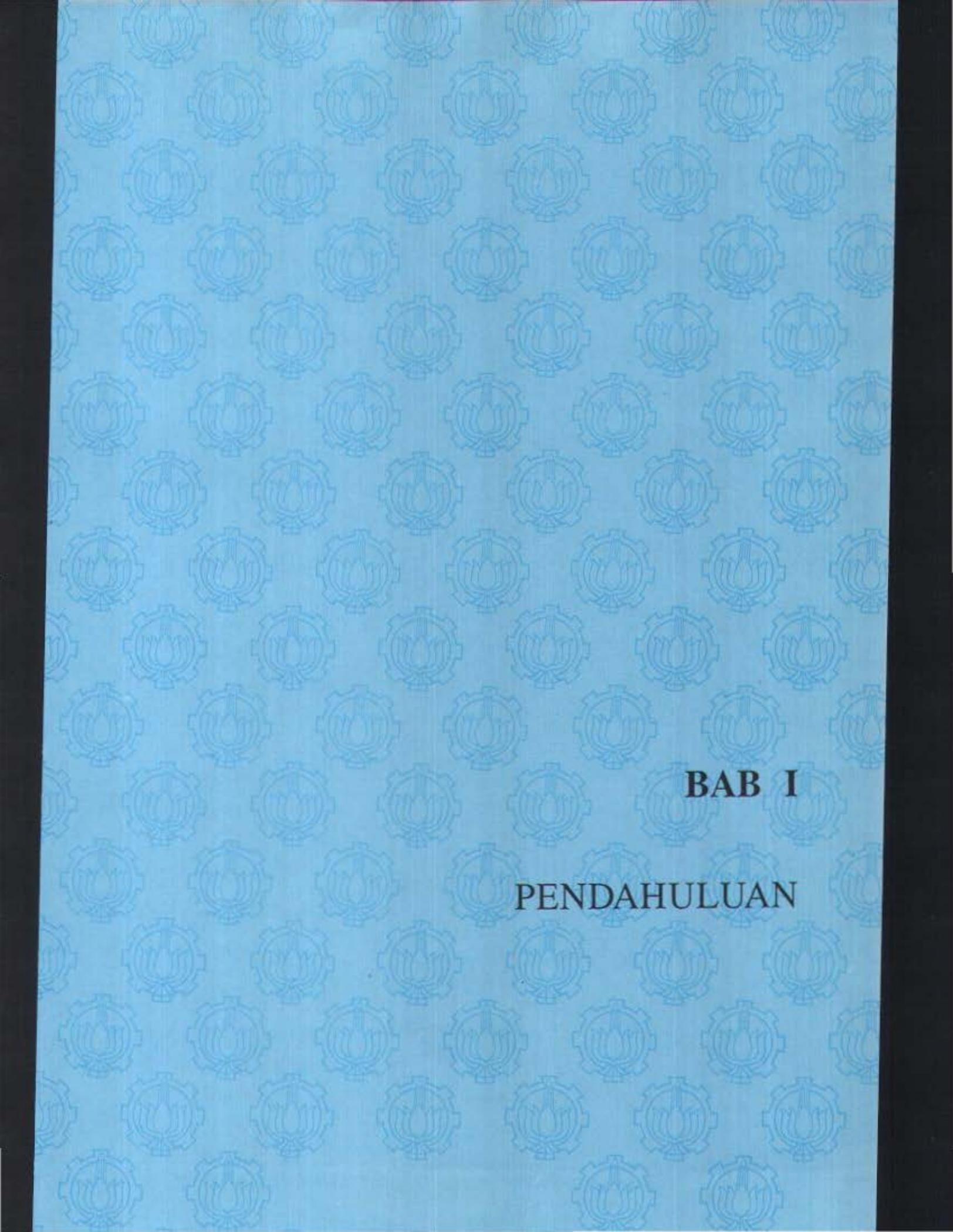
<b>Gambar</b>	<b>Halaman</b>
2.1 Porositas batuan	7
2.2 Penghitungan sampel batuan	10
2.3 Zona rembesan dan simbol – simbol log	12
2.4 Prinsip Software GS	22
2.5 Nilai Vsh dan Rw	27
3.1 Peta lokasi lapangan KS	31
3.2 Peta struktur lapangan KS	32
3.3 Bentuk kurva SP	35
3.4 Anomali SP disebabkan oleh membran kerak lumpur	36
3.5 SP berbentuk gigi gergaji	37
3.6 Bentuk kurva GR	38
3.7 Bentuk kurva DIL	40
3.8 Prinsip dua induksi	41
3.9 Bentuk kurva Log Densitas	45
3.10 Bentuk kurva Log Netron	49

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel</b>	<b>Halaman</b>
2.1 Model Penentuan Volume	23
4.1 Urutan Lapisan Permeabel dan Impermeabel	52
4.3 Kandungan Fluida Dalam Reservoir Sumur Bangka	58

## DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran	Halaman
A Grafik SP-2 $R_w$ versus $R_{weq}$ dan Temperatur formasi	64
B Grafik Gen 8 Resistivitas Larutan	65
C Grafik Gen 9 Resistivitas pemecahan	66
D Grafik Por-2a Penentuan porositas dan log Densitas	67
E Grafik SP-1 Menentukan $R_{weq}$ dari $E_{ssp}$	68
F Data Log Sumur Bangka	69
G Hasil Interpretasi Software GS	70



**BAB I**

**PENDAHULUAN**

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Dalam eksplorasi minyak dan gas modern pada umumnya dimulai dari studi geologi, dengan interpretasi foto satelit. Kegiatan ini kemudian diikuti dengan survei geoseismik untuk mendapatkan informasi tentang taksiran kedalaman – waktu dan kemudian mencari struktur bawah permukaan tanah. Apabila daerah survei dianggap area prospektif minyak, maka studi geologi dan geoseismik ini dilanjutkan dengan pengumpulan data petrofisik. Sehingga diperlukan untuk mengadakan pemboran sumur eksplorasi. Sambil membor, data petrofisik ini dikumpulkan, lewat kegiatan pengukuran yang dinamakan *well logging*. *Well logging* ialah pencatatan/perekaman data, penggambaran sifat, keterangan mengenai sifat fisika urutan bawah permukaan secara berurutan dan berkesinambungan sesuai dengan pergerakan alat/sonde dari bawah ke permukaan sumur. Sedangkan data yang didapatkan oleh alat yang dimasukkan kedalam lubang bor berupa kurva hubungan antara kedalaman dengan karakter atau sifat batuan di bawah permukaan.

Untuk menganalisa data yang berupa kurva, maka diperlukan suatu tahap yang dinamakan interpretasi data. Dengan melakukan interpretasi berarti kita akan mendapatkan tentang sifat – sifat petrofisik. Ada banyak variabel petrofisik yang lazim dijadikan petunjuk untuk memastikan ada tidaknya minyak. Diantaranya

yang penting adalah resistivitas listrik, porositas batuan, rapat jenis (*density*) dan saturasi air (*water saturation*). Dari sifat – sifat fisika inilah kita baru dapat untuk melakukan perkiraan kandungan minyak yang ada.

## **1.2 Tujuan**

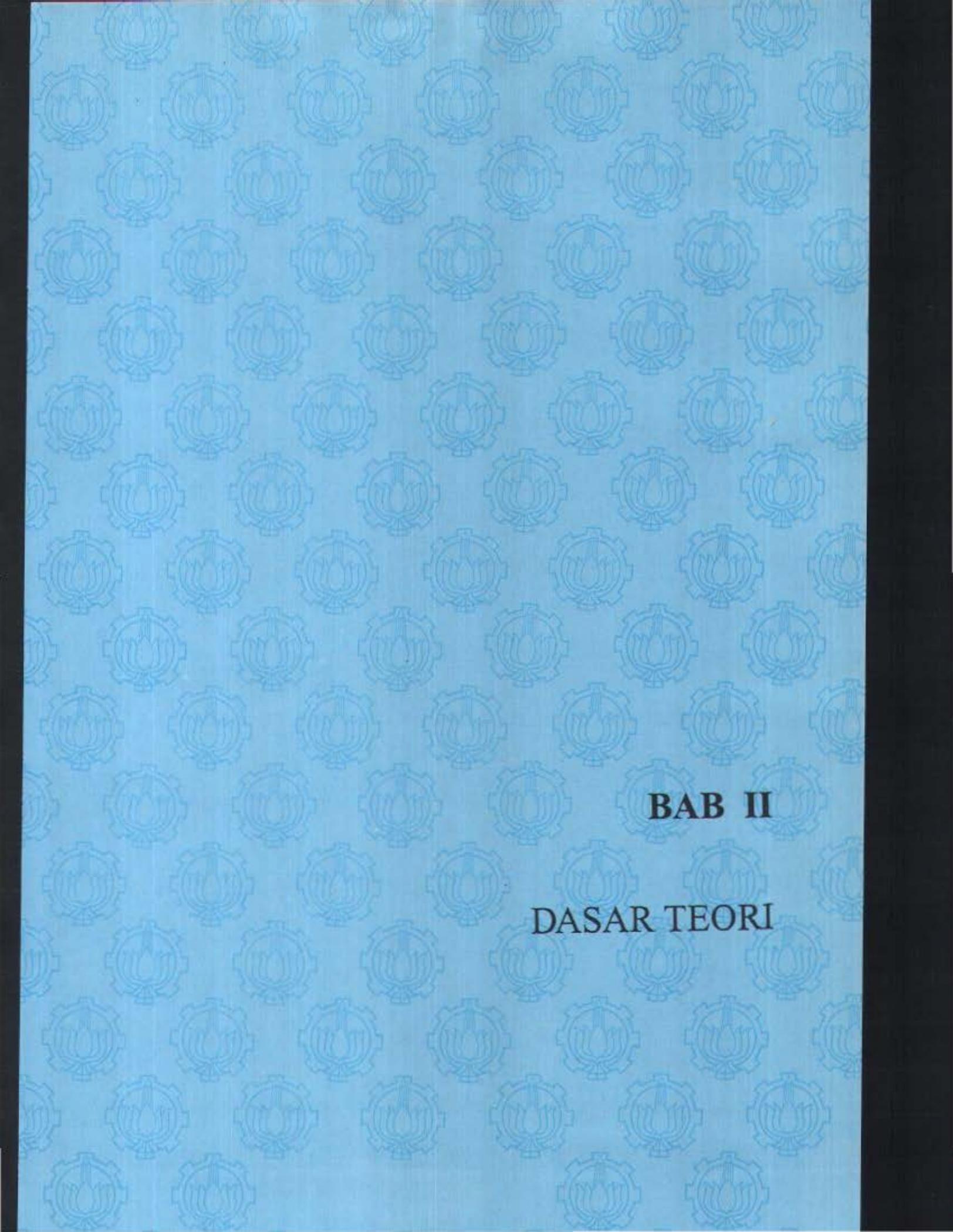
Tujuan penyusun dalam menyusun tugas akhir ini adalah untuk mengetahui sifat – sifat kuantitatif (litologi, porositas dan saturasi fluida) di dalam formasi yang kita anggap prospektif di dalam sumur Bangka (terbuka) dengan menggunakan metode interpretasi GS (Geologist System).

## **1.3 Permasalahan**

Permasalahan dalam tugas akhir ini adalah menginterpretasikan atau menganalisa data – data logging untuk mendapatkan sifat – sifat kuantitatif (litologi, porositas dan saturasi fluida) dalam formasi batuan pada sumur Bangka di lokasi KS dengan bantuan software GS

## **1.4 Batas Permasalahan**

Dalam penyusunan tugas akhir ini, penulis menginterpretasikan data log yang berasal dari *well logging* pada sumur Bangka di lapangan KS PT. EXSPAN SUMATERA. Di sini penulis hanya menekankan pada sifat – sifat petrofisik dari data log yang didapat oleh penulis.



**BAB II**

**DASAR TEORI**

## BAB II

### DASAR TEORI

#### II.1 Litologi

Litologi adalah susunan pelapisan tanah oleh batuan. Macam batuan ini akan menjadi bagian yang penting dalam mencari lapisan yang prospektif, yang akan menentukan apakah lapisan itu dapat dilalui oleh hidrokarbon atau tidak. Batuan tersebut terdiri dari batuan yang dapat dilalui oleh hidrokarbon yang disebut batuan kandung hidrokarbon (lapisan permeabel) dan batuan yang tidak dapat dilalui oleh hidrokarbon disebut batuan serpih (*shale*) atau impermeabel, yang kemudian menjadi penghalang hidrokarbon untuk mengalir ke lapisan lain.

##### II.1.1 Batuan Kandung Hidrokarbon (*Hydrocarbon – Bearing Rocks*)

Batuan kandung hidrokarbon umumnya terdiri dari pasir, gamping, dan dolomit. Pasir dapat dipindahkan dan diendapkan oleh aliran air. Semakin deras aliran air akan semakin kasar butiran pasirmya. Karena mekanisasi ini, maka pasir akan cenderung mempunyai porositas antar butiran yang seragam (Harsono, 1993). Gamping dilain pihak tidak dapat dipindahkan seperti butiran pasir melainkan akan diendapkan. Sebagian merupakan endapan dari larutan, dan sebagian merupakan timbunan dari jasad kerang organik. Ruang pori awal dari gamping sering berubah oleh disolusi ulang lanjutan dari sejumlah zat padat. Sehingga porositas gamping cenderung menjadi kurang seragam dibandingkan dengan porositas pasir (Harsono, 1993). Porositas gamping mengandung lubang dan retakan yang disebut porositas sekunder yang bersisipan dengan porositas primer.

Sedangkan dolomit terbentuk ketika air yang kaya magnesium melewati gamping, yang kemudian magnesium itu menggantikan sejumlah kalsium (Harsono, 1993). Proses ini biasanya menyebabkan pengurangan volume batuan. Sehingga dolomitisasi adalah suatu mekanisme yang penting dalam menyediakan ruang pori untuk akumulasi hidrokarbon (Harsono, 1993).

Formasi yang hanya berisi pasir atau karbonat disebut formasi bersih (*clean formation*), sedangkan formasi yang berisi lempung atau serpih disebut formasi kotor/serpih (*dirty formation*). Apabila suatu formasi di mana pasir bercampur dengan serpih atau lempung, maka formasi itu dapat dikatakan formasi bersih apabila kandungan serpihnya di bawah 5 %.

### II.1.2 Lempung Dan Serpih

Lempung adalah komponen umum dari batuan sedimen. Susunan kimianya terdiri dari alumino – silikat yang berupa montmorillonite, illite, chlorite atau kaolinite. Lempung mempunyai ukuran partikel yang sangat kecil di bawah ukuran butiran pasir (Halliburton, 1997). Akan tetapi rasio permukaan volumenya sangat tinggi hingga 100 – 10.000 kali rasio yang dimiliki pasir. Sehingga lempung secara efektif dapat mengikat banyak air yang tidak akan mengalir tetapi mempengaruhi tanggapan log ( Harsono, 1993).

Serpih adalah campuran lanau dan lempung. Serpih mempunyai porositas yang baik, tetapi permeabilitasnya adalah mutlak sama dengan nol. Sehingga serpih murni tidak begitu berperan dalam produksi hidrokarbon.

## II.2 Sifat – Sifat Petrofisik

Sifat – sifat petrofisik adalah sifat atau nilai fisik yang dimiliki oleh batuan dalam menentukan kemungkinan adanya hidrokarbon yang produktif. Pada dasarnya sifat - sifat petrofisik batuan dibagi menjadi 3, yaitu : permeabilitas, porositas dan saturasi (kejenuhan).

### II.2.1 Permeabilitas (K)

Permeabilitas adalah kemampuan mengalir dari fluida formasi dengan derajat tertentu. Permeabilitas mempunyai satuan millidarcies (md), dengan nilai 1000 md adalah tinggi dan bernilai 1 md adalah rendah.

Harga dari permeabilitas ini sangat bergantung dari ukuran butiran batuan. Batuan sedimen dengan butiran besar yang mempunyai pori – pori besar mempunyai permeabilitas tinggi, sedangkan batuan berbutir halus dengan pori – pori kecil dan alur yang berliku – liku mempunyai permeabilitas rendah (Schlumberger, 1989).

Hubungan antara permeabilitas (K) dengan porositas dan saturasi dari data well logging didapat secara empiris sebagai berikut (Hendrajana, 1997) :

$$\text{Tixier} \quad K^{1/2} = 250 \frac{\phi^3}{S_w} \quad (2.1)$$

$$\text{Timur} \quad K^{1/2} = 100 \frac{\phi^{2.35}}{S_w} \quad (2.2)$$

$$\text{Coates – Dumanoir} \quad K^{1/2} = \frac{300}{w^4} \frac{\phi^n}{S_w^n} \quad (2.3)$$

$$\text{Coates} \quad K^{1/2} = 70 \frac{\phi(1 - S_w)}{S_w} \quad (2.4)$$

dimana  $K$  = permeabilitas

$\phi$  = porositas

$S_w$  = saturasi air

$W$  = parameter jenis batuan yang sebanding dengan  $m$  dan  $n$

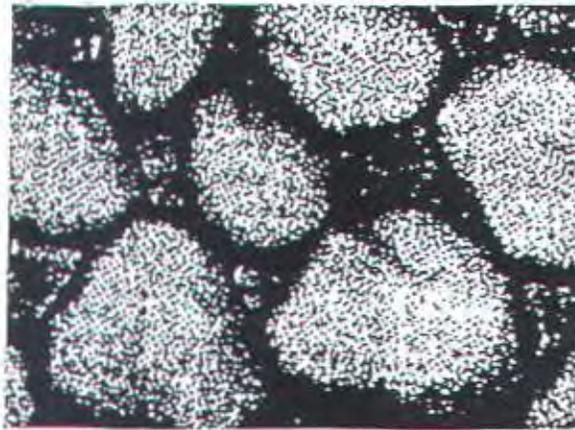
### II.2.2 Porositas ( $\phi$ )

Porositas suatu formasi didefinisikan sebagai volume ruang pori dibagi dengan volume batuan yang berisi ruang pori (Halliburton, 1997). Pada definisi ini mengabaikan apakah pori – pori itu saling berhubungan atau tidak. Sebagai contoh adalah keju, keju mempunyai pori yang banyak, tetapi permeabilitasnya sangat kecil karena ruang porinya tidak berhubungan. Sedangkan porositas yang saling berhubungan disebut dengan porositas efektif (Halliburton, 1997). Pori – pori yang diblok pada beberapa tempat / jalan oleh partikel lempung atau lanau dikatakan tidak efektif. Jadi definisi yang lebih tepat untuk porositas total adalah :

$$\text{Porositas total } (\phi_t) = \frac{\text{volume semua pori}}{\text{volume batuan}} \quad (2.5)$$

$$\text{Porositas efektif } (\phi_e) = \frac{\text{volume pori yang saling berhubungan}}{\text{volume batuan}} \quad (2.6)$$

Pada formasi yang kurang padat, porositas tergantung pada distribusi ukuran butiran, tidak pada ukuran butiran mutlak. Porositas akan menjadi tinggi apabila butiran pasir mempunyai ukuran yang hampir sama dan akan menjadi lebih rendah jika butirannya bervariasi, karena butiran yang lebih kecil akan mengisi ruang pori diantara pori yang lebih besar (Halliburton, 1997).



Gambar 2.1 Porositas batuan (Pirson, 1963)

### II.2.3 Saturasi ( $S_n$ )

Bagian dari ruang pori yang berisi air disebut saturasi atau kejenuhan air, ditandai dengan  $S_w$ . Dan sisa pori yang berisi hidrokarbon (minyak atau gas) disebut saturasi hidrokarbon,  $S_h$ . Apabila semua saturasi dijumlahkan maka hasilnya adalah 1.

$$S_w + S_h = 1 \quad (2.7)$$

Apabila formasi yang mengandung air dan hidrokarbon, maka saturasi hidrokarbon adalah  $1 - S_w$ . Dengan demikian bagian dari volume total formasi yang mengandung hidrokarbon adalah  $\phi \cdot S_h$  atau  $\phi (1 - S_w)$ . Dalam formasi bersih, saturasi air dinyatakan dalam persamaan Archie (Halliburton, 1997), yaitu :

$$S_w^n = F \frac{R_w}{R_r} \quad (2.8)$$

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (2.9)$$

dimana :  $F$  = faktor formasi sebagai fungsi dari porositas formasi

$S_w$  = saturasi air

$R_w$  = resistivitas air formasi

$R_i$  = resistivitas dizona asli

$\phi$  = porositas efektif

$n$  = eksponen saturasi

$m$  = faktor sementasi

$a$  = koefisien yang tergantung pada litologi atau faktor liku - liku

Tetapi secara empiris nilai  $a$ ,  $m$ , dan  $n$  dapat diketahui yaitu:

Pasir	$a = 0,81$	$m = 2$	$n = 2$	atau
	$a = 0,62$	$m = 2,15$	$n = 2$	
Karbonat	$a = 1$	$m = 2$	$n = 2$	

#### II.2.4 Resistivitas dan Faktor Formasi

Dengan menggunakan resistivitas listrik pada formasi, akan dapat diketahui adanya hidrokarbon di dalam reservoir. Dalam keadaan normal matrik batuan dianggap isolator sempurna dan konduksi listrik hanya melalui fluida dalam pori - pori.

Air di dalam pori - pori formasi pada umumnya asin. Berarti air formasi ini mengandung NaCl yang membuatnya cukup konduktif (resistivitas rendah). Apabila di dalam pori - pori berisi air yang mengandung garam digantikan oleh hidrokarbon yang tidak konduktif, maka resistivitasnya akan tinggi. Pada dasarnya logging itu adalah mengukur resistivitas air formasi, resistivitas formasi kantung air  $R_w$ , dan resistivitas sebenarnya  $R_i$ , dengan satuan volume ohmmeter ( $\Omega m$ ).

hingga  $R_o = R_w$ . Dan apabila bak hanya terisi matrik padat, porositas sama dengan 0, dan  $R_o$  sangat besar, sebab matrik batuan merupakan isolator.

### II.3 Dampak dari Proses Pemboran

Langkah pertama sebelum melakukan logging adalah pemboran (*drilling*) yang bertujuan untuk membuat sumur. Pemboran ini dilakukan dengan menggunakan sebuah pahat yang dipasang pada ujung pipa bor panjang yang diputar dari permukaan dengan kecepatan 50 – 150 rpm dengan beban sebesar 5000 – 20000 kg diletakkan pada pahat. Pemboran ini akan menghancurkan batuan. Berkas batuan yang dihasilkan diangkat dari bawah pahat ke permukaan oleh lumpur bor. Pemboran dapat merusak lapisan permeabel, dan kerak lumpur dapat terbentuk pada lapisan yang sama. Efek dari pemboran ini adalah merembesnya mud filtrate ke dalam formasi, dan kemudian menyebabkan berpindahnya fluida awal (bisa juga hidrokarbon) ke tempat yang lain.

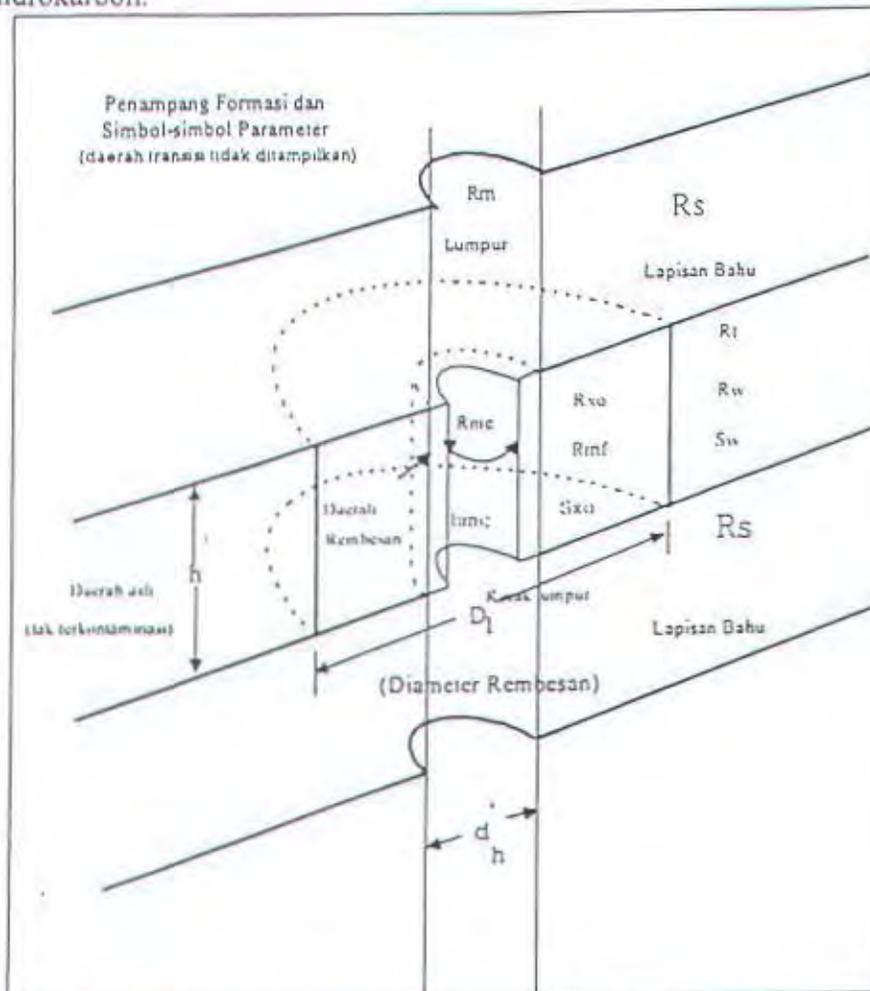
#### II.3.1 Proses Rembesan

Untuk mencegah terjadinya *blow out* selama pemboran berlangsung, tekanan lumpur didalam anulus  $P_m$  harus dijaga agar selalu lebih besar daripada tekanan hidrostatik cairan didalam formasi  $P_f$ . Perbedaan ini bisa mencapai beberapa ratus Psi, akan mendesak cairan pemboran kedalam formasi. Kejadian ini akan membuat partikel – partikel padat dari lumpur tertahan pada dinding formasi membentuk kerak lumpur. Cairan yang menembus melalui kerak lumpur ini disebut filtrasi lumpur (*mud filtrate*), yang telah disaring melewati formasi dan men-

desak atau menggantikan sejumlah cairan reservoir. Daerah yang berdekatan dengan daerah lubang bor ini dibagi menjadi tiga zona seperti pada gambar 2.3 yaitu :

a. Zona rembesan (*Flushed zone*)

Zona ini adalah zona dimana dianggap filtrasi lumpur menggantikan semua air formasi. Jika formasi mengandung hidrokarbon, maka hanya sejumlah tapi tidak seluruh dari hidrokarbon akan terdesak oleh filtrasi lumpur rembesan. Saturasi hidrokarbon yang tersisa berkisar 10% - 40%. Kejenuhan akan tergantung pada isi hidrokarbon awal dan pada mobilitas filtrasi dan mobilitas hidrokarbon.



Gambar 2.3 Zona rembesan dan simbol – simbol dalam log (Harsono, 1993)

b. Zona transisi (*Transition zone*)

Zona ini merupakan campuran dari dua zona, yaitu zona rembesan dan asli. Di sini fluida asli bercampur dengan sisa filtrasi lumpur yang merupakan rembesan dari zone rembesan.

c. Zona asli (*Uninvaded zone*)

Zona ini tidak ada filtrasi lumpur yang masuk. Jadi semuanya masih murni sesuai dengan fluida yang mula – mula.

### II.3.2 Hidrokarbon yang Dipindahkan (*moved hidrokarbon*)

Jika selama operasi pemboran, sejumlah hidrokarbon terdesak dari lubang bor, maka logikanya selama fase produksi sejumlah hidrokarbon yang sama dapat diproduksi oleh formasi yang sama. Terlihat bahwa kejenuhan hidrokarbon – sisa dalam daerah rembesan yang dinamakan  $S_{hr}$ , dapat dituliskan dalam (Harsono, 1993) :

$$S_{hr} = 1 - S_{xo} \quad (2.11)$$

Volume dari hidrokarbon – pindah dapat ditulis :

$$\phi (S_{li} - S_{hr}) = \phi ((1 - S_w) - (1 - S_{xo})) \quad (2.12)$$

atau

$$\phi (S_{xo} - S_w) \quad (2.13)$$

### II.4 Menentukan Resistivitas Air Formasi

Dalam penentuan nilai  $R_w$ , yang diperlukan dalam perhitungan saturasi (air dan hidrokarbon) terdapat dua cara, yaitu dengan menggunakan log dan tidak menggunakan log.

## II.4.1 Penentuan $R_w$ dari Log

Penentuan  $R_w$  dengan menggunakan data log terbagi menjadi beberapa cara, yaitu :

### II.4.1.1 $R_w$ dari Data Log

Prosedur penentuan  $R_w$  dari data log SP sebagai berikut :

#### a. Menentukan temperatur formasi

Temperatur formasi dapat diperkirakan dengan perhitungan antara temperatur permukaan dan temperatur bawah lubang (Halliburton, 1997).

$$T_f = T_s + (D)(G_T) \quad (2.14)$$

$$G_T = \frac{T_b - T_s}{D_t} \quad (2.15)$$

di mana,  $T_f$  = temperatur formasi

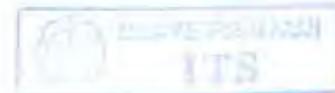
$T_b$  = temperatur lubang bor bawah

$T_s$  = temperatur permukaan

$D$  = kedalaman formasi

$D_t$  = kedalaman total

$G_T$  = gradien temperatur



#### b. Kemudian mencari nilai $R_{mf}$ pada temperatur formasi.

$$R_{mf \text{ formasi}} = R_{mf \text{ permukaan}} \left( \frac{T_s + 6,77}{T_f + 6,77} \right) \quad (2.16)$$

#### c. Mengubah $R_{mf}$ pada temperatur formasi ke nilai $R_{mfc}$ , dengan syarat sebagai berikut :

- Apabila  $R_{mf}$  permukaan pada  $75^{\circ} F > 0,1 \Omega m$ , maka didapat  $R_{mfc} = 0,85 \times (R_{mf \text{ formasi}})$ .

- Apabila  $R_{mf}$  permukaan pada  $75^{\circ} F < 0,1 \Omega m$  digunakan grafik SP-2 (lampiran A)

d. Kemudian menghitung perbandingan  $\frac{R_{mf}}{R_{we}}$  dari SP

$$SP = -K \left( \log \left( \frac{R_{mf}}{R_{we}} \right) \right) \quad (2.17)$$

$$K = \frac{T_f + 505}{8} \quad (2.18)$$

dimana  $T_f$  dalam  $^{\circ}F$ .

e. Setelah mendapat  $R_{we}$ , dapat melihat grafik SP-2 untuk mendapatkan nilai  $R_w$ .

#### II.4.1.2 Penentuan $R_w$ dari Rasio Resistivitas

Metode penentuan  $R_w$  dari rasio resistivitas ini tidak tergantung pada porositas, caranya adalah sebagai berikut (Harsono, 1993) :

$$\text{di zona asli} \quad R_t = \frac{F \cdot R_w}{S_w^2} \quad (2.19)$$

$$\text{di zona rembesan} \quad R_{so} = \frac{F \cdot R_{mf}}{S_{wo}^2} \quad (2.20)$$

Dengan membagi  $R_{so}$  dan  $R_t$ , maka :

$$\left( \frac{R_{so}}{R_t} \right) = \frac{R_{mf}}{R_w} \left( \frac{S_w}{S_{wo}} \right)^2 \quad (2.21)$$

bila formasi yang kita amati adalah formasi yang mengandung air, maka :  $S_w = S_{wo}$

= 1, sehingga persamaan 2.21 menjadi :

$$\left( \frac{R_{so}}{R_t} \right) = \left( \frac{R_{mf}}{R_w} \right) = \text{maksimal} \quad (2.22)$$

dengan demikian,

$$R_w = R_{mf} \left( \frac{R_g}{R_{na}} \right) \quad \text{atau} \quad (2.23)$$

$$R_w = \left( \frac{R_{deep}}{R_{MSFL}} \right) R_{mf} \quad (2.24)$$

Penyelesaian nilai  $R_w$  ini dapat diketahui dengan menggunakan grafik  $Sw - 2$ , dengan menganggap bahwa  $R_{deep} = R_t$  dan  $R_{MSFL} = R_{xo}$ , formasi bersih ( $V_{cl} < 15\%$ ) dan permeabel serta kondisi lubang bor bagus.

$$S_{xo} = S_w^{0.2} \quad (2.25)$$

#### II.4.1.3 Penentuan $R_w$ dari Log Resistivitas – Porositas

$$R_{wa} = \frac{R_t}{F} \quad (2.26)$$

dimana :  $R_t$  = resistivitas sebenarnya dari ILD

$F$  = faktor formasi yang dihitung dari pembacaan log porositas

Untuk formasi bersih dan zona kandung air  $R_t = R_o = F \cdot R_{wa}$ , sedangkan  $R_{wa}$  ditentukan dari persamaan 2.26 diatas, dimana hasilnya sama dengan  $R_w$  (Schlumberger, 1989).

#### II.4.1.4 Penentuan $R_w$ dari Gambar Silang Resistivitas – Porositas

Plot  $R - \phi$  dapat ditentukan dari gambar silang resistivitas – sonik, resistivitas – densitas atau resistivitas – neutron. Dengan porositas dan faktor formasi serta resistivitas diketahui, maka  $R_w$  dapat ditentukan.

#### II.4.2 Penentuan $R_w$ dari Katalog

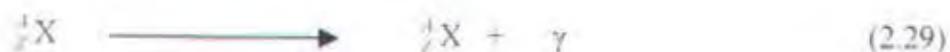
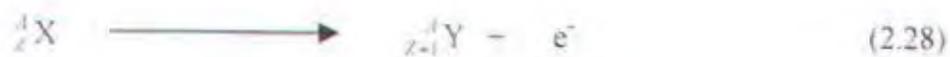
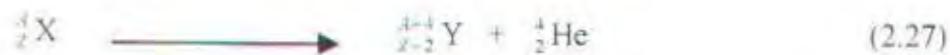
Pada beberapa daerah produksi minyak, katalog air telah dibuat termasuk data resistivitas untuk beberapa air formasi yang dikumpulkan dari lapangan – lapangan yang berbeda dan daerah horisontal yang berbeda (Schlumberger, 1989).

#### II.4.3 Penentuan $R_w$ dari Analisa Kimia

Metode ini menentukan  $R_w$  dengan menganalisa secara kimia sampel air terutama menganalisa pada konsentrasi NaCl. Dengan bantuan grafik Gen – 8 dan Gen –9,  $R_w$  dapat diketahui dengan variasi temperatur (lampiran B dan C) (Schlumberger, 1989).

#### II.5 Radioaktif

Pada dasarnya ada tiga partikel yang dipancarkan oleh bahan radioaktif yaitu : partikel alpha ( $\alpha$ ), partikel betha ( $\beta$ ) dan gamma ( $\gamma$ ).



Tetapi dalam *well logging* yang digunakan adalah hanya pancaran sinar gamma.

Radioaktifitas sinar gamma berasal dari tiga unsur yang ada didalam batuan, yaitu: Uranium (U), Thorium (Th), dan Potasium (K). Sinar gamma adalah energi elektromagnetik dengan panjang gelombang yang sangat pendek (frekuensi tinggi), tidak mempunyai massa dan perjalanannya pada kecepatan cahaya (Gearhart Industries, 1981). Radiasi sinar gamma mempunyai panjang gelombang antara  $10^{-9}$  sampai  $10^{-11}$  cm. Energi sinar gamma yang secara kontinu

dipancarkan dalam bentuk pulsa – pulsa energi dengan radiasi yang relatif tinggi yang dapat dengan mudah menembus batuan dan dideteksi oleh sensor Scintillasi. Setiap sinar gamma yang terdeteksi akan diubah kedalam pulsa listrik pada detektor. Parameter yang direkam adalah jumlah dari pulsa yang tercatat per satuan waktu. Hubungan antara energi radiasi dengan panjang gelombang adalah :

$$E = h \cdot \nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (2.30)$$

dimana :  $h$  = konstanta Plank =  $6,63 \cdot 10^{-34}$  J.s

$c$  = kecepatan cahaya ( $m \cdot s^{-1}$ )

$\nu$  = frekuensi (Herzt)

$\lambda$  = panjang gelombang (m)

Apabila diambil suatu sumber radioaktif (Cesium 137) dan sebuah detektor, dimana sumber memancarkan sinar gamma dengan energi menengah, maka sinar gamma ini berkelakuan sebagai partikel – partikel berkecepatan tinggi dan bertumbukan dengan elektron – elektron bebas.

Menurut teori fisika nuklir, tumbukan ini akan mengakibatkan tiga jenis interaksi, yaitu : gejala fotolistrik (*photoelectric effect*), hamburan Compton (*Compton Scattering*) dan produksi kembar (*pair production*). Ketiga interaksi ini melibatkan partikel – partikel atom. Namun diantara interaksi – interaksi itu hanya dua yang memiliki nilai praktis yaitu hamburan Compton dan penyerapan sinar gamma secara fotolistrik oleh elektron (Harsono, 1993).

Pada peristiwa hamburan Compton, foton sinar gamma yang dipancarkan dari sumber bertumbukan dengan elektron bebas. Foton sinar gamma akan kehilangan energi karena proses tumbukan dan dihamburkan ke arah yang tidak sama

dengan arah awalnya. Dalam tumbukan ini foton dapat dipandang sebagai partikel yang kehilangan sejumlah energi yang besarnya sama dengan energi kinetik yang diterima oleh elektron ( Dewan, 1983). Berkurangnya energi foton ini menyebabkan sebagian foton sinar gamma tadi tidak mampu mencapai detektor atau penerima.

Misalkan ada  $n$  sinar gamma yang menabrak sebuah elektron bebas, maka dapat dikatakan bahwa jumlah sinar gamma yang melakukan reaksi Compton dengan elektron tadi adalah sebesar (Schlumberger, 1982) :

$$dn = n \cdot \sigma_c \quad (2.31)$$

dimana :  $\sigma_c$  adalah besarnya penampang pelemahan Compton untuk tiap elektron.

Dari kumpulan sinar gamma yang menembus suatu benda yang tebalnya  $dx$  dan yang mengandung  $n_e$  elektron/cm<sup>3</sup> maka jumlah sinar gamma yang tidak mampu mencapai detektor adalah sebesar :

$$dn = n \cdot \sigma_c \cdot n_e \cdot dx \quad (2.32)$$

Jadi bila pada mulanya kita mempunyai sinar gamma sebanyak  $n_0$  yang menembus absorber yang tebalnya  $x$ , maka ada  $n$  buah sinar gamma hamburan dan dapat mencapai detektor.

$$n = n_0 \cdot e^{-\alpha \cdot \sigma_c \cdot x} = n_0 \cdot e^{-\alpha \cdot x} \quad (2.33)$$

dimana  $\alpha$  adalah koefisien pelemahan Compton.

## II.6 Spontaneous Potential (SP)

*Spontaneous Potential* timbul karena adanya perbedaan potensial dari suatu elektroda yang berjalan (dalam lubang bor) dengan elektrode yang tetap di

permukaan, dimana elektrode melewati berbagai jenis batuan yang berbeda sifat serta isi kandungannya.

Defleksi positif atau negatif (dalam kurva SP) terjadi karena adanya perbedaan salinitas antar lumpur dan kandungan dalam batuan. Bentuk defleksi kurva SP dapat terbentuk disebabkan adanya hubungan antara arus listrik dengan gaya – gaya elektromotif (elektrokimia dan elektrokinetik) dalam formasi.

### II.6.1 Komponen Elektrokimia dari SP

Apabila terdapat suatu lapisan permeabel yang diapit oleh dua lapisan serpih dengan filtrasi lumpur dan air formasi yang terdiri dari larutan garam NaCl. Dikarenakan struktur lempung berlapis dan terjadi muatan listrik pada lapisan, maka serpih bersifat permeabel terhadap ion positif ( $\text{Na}^+$ ) tetapi tak permeabel bagi ion negatif ( $\text{Cl}^-$ ). Bila serpih berada diantara dua larutan dengan kadar garam yang berbeda, maka kation  $\text{Na}^+$  akan berpindah melewati serpih dari larutan dengan konsentrasi tinggi ke yang lebih rendah. Perpindahan ion – ion yang bermuatan listrik ini menghasilkan aliran arus listrik, dan gaya yang menyebabkan mereka berpindah membentuk suatu potensial listrik sepanjang lapisan serpih. Karena serpih hanya melewatkan kation, maka serpih bertindak sebagai membran seleksi ion, dan potensial sepanjang serpih disebut tegangan membran (*membrane potential*) (Haryoko, 1983). Nilai tegangan membran pada  $77^\circ \text{F}$  adalah :

$$E_m = -59,1 \log \frac{a_w}{a_{mf}} \quad (2.34)$$

Komponen tegangan elektrokimia yang lain dihasilkan dari kontak antara filtrasi lumpur dengan air formasi, yaitu pada tepian daerah rembesan. Di sini  $\text{Na}^+$

dan Cl<sup>-</sup> dapat pindah dengan mudah dari suatu larutan ke larutan yang lain. Selama ion Cl<sup>-</sup> mempunyai mobilitas yang lebih besar daripada ion Na<sup>+</sup>, hasilnya adalah suatu aliran dari muatan negatif (Cl<sup>-</sup>) dimana aliran berasal dari larutan yang lebih pekat ke yang kurang pekat. Aliran ion ini dan yang melewati batas kedua larutan dengan salinitas berbeda akan menghasilkan apa yang disebut *liquid junction potential* (Haryoko, 1983). Tegangan  $E_{lj}$  sama dengan  $\frac{1}{5}$  dari tegangan membran. Nilai tegangan liquid junction pada 77<sup>o</sup> F adalah :

$$E_{lj} = -11,5 \log \frac{a_w}{a_{mf}} \quad (2.35)$$

Pada suatu lapisan yang bersih, total tegangan elektrokimia yang bersangkutan adalah sama dengan  $E_m + E_{lj}$  :

$$E_c = -K \log \frac{a_w}{a_{mf}} \quad (2.36)$$

dimana,  $a_w$  = aktifitas kimia dari air formasi

$a_{mf}$  = aktifitas kimia dari filtrasi lumpur

$$K = 61 + 0,133 \times T (^{\circ}F)$$

## II.6.2 Komponen Elektrokinetik dari SP

Tegangan elektrokinetik  $E_k$  disebut juga dengan tegangan elektrofiltrasi, yang dihasilkan oleh aliran dari suatu elektrolit yang melewati unsur – unsur non logam dalam medium berpori. Besarnya ditentukan oleh perbedaan tekanan yang menghasilkan aliran, dan resistivitas dari elektrolit.

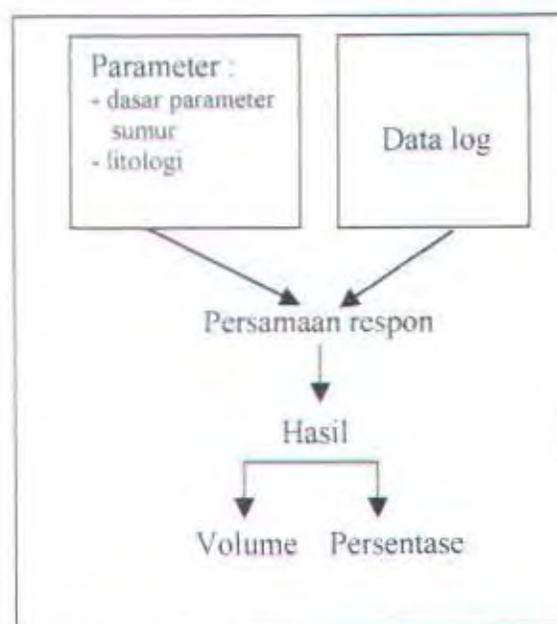
Suatu gaya gerak listrik elektrokinetik  $E_{mc}$  dihasilkan oleh pergerakan filtrasi melalui kerak lumpur (*mud cake*), sedangkan tegangan  $E_{sh}$  berada disepan -

jang lapisan serpih, kontribusi total untuk SP adalah perbedaan antara keduanya. Keadaan nyata adalah kontribusi bersih dari elektrokinetik umumnya sangat kecil sehingga bisa diabaikan (Haryoko, 1983).

Setelah mengetahui sifat petrofisik batuan, diperlukan juga pengetahuan mengenai prinsip metode yang dipakai dalam menginterpretasikan data log agar didapatkan hasil yang maksimal, yang dapat dijelaskan seperti berikut ini.

## II.7 Prinsip Software GS

GS (Geologist System) adalah suatu software yang digunakan untuk menginterpretasikan data *well logging* secara kuantitatif dari formasi yang dibuat untuk mengevaluasi data – data berupa masukan (input) dari data *well logging*, data contoh material (core) dan data analisa laboratorium. Secara umum prinsip identifikasi ditunjukkan oleh gambar 2.4. Hasil yang didapatkan dari metode ini adalah berupa resistivitas air porositas, saturasi air, litologi dan lain – lain.



Gambar 2.4 Prinsip Software GS

### II.7.1 Permodelan

Model utama dalam penentuan volume elemen formasi sesuai dengan alat yang digunakan adalah sebagai berikut :

INPUT (TOOLS) : RHOB-NPHI-GR-SP-RUVZ-RIVZ- $\Sigma$ VOL-EQHY

MODEL : QUA-ILL -UVW-IVW-UVG-IVG-UVO-IVO

Model ini akan disesuaikan dengan data yang ada pada saat interpretasi dilakukan seperti tabel 2.1 yang berikut ini :

Tabel 2.1 Model Penentuan Volume

MODEL	INPUT	VOLUME (100 %)		
		MATRIKS	FLUIDA	
			INVADED	UNINVADED
GAS	RHOB NPHI GR SP RUVZ RIVZ $\Sigma$ VOL	VQUA VILL	IVG IVO IVW	UVG UVO UVW
OIL	RHOB NPHI GR SP RUVZ RIVZ $\Sigma$ VOL	VQUA VILL	IVG IVO IVW	UVG UVO UVW

MODEL	INPUT	VOLUME (100 %)		
		MATRIKS	FLUIDA	
			INVADED	UNINVADED
SHALE	RHOB	VQUA	IVW	UVW
	NPHI	VILL		
	GR			
	SP			
	RUVZ			
	RIVZ			
	$\Sigma$ VOL			

dimana :

RHOB = nilai densitas formasi

NPHI = nilai porositas formasi

GR = nilai GR

SP = nilai SP

RUVZ = nilai resistivitas formasi zona asli

RIVZ = nilai resistivitas formasi zona rembesan

$\Sigma$ VOL = 1

EQHY = persamaan mengenai kandungan formasi

QUA = Quartz

ILL = Illite

IVW dan UVW = air di zona rembesan dan asli

IVG dan UVG = gas di zona rembesan dan asli

IVO dan UVO = minyak di zona rembesan dan asli



### 11.7.2 Algoritma Respon

Pada masing – masing pengukuran, suatu algoritma respon dibuat untuk menyelesaikan model yang diinginkan. Algoritma itu harus meliputi nilai pengukuran log, volume formasi dan dan lain sebagainya.

Algoritma sederhana dapat dibuat untuk masing – masing model yang disusun sebagai berikut :

- Untuk gas

$$\rho_{bL} = (\rho_{bqua} \cdot V_{qua}) + (\rho_{bill} \cdot V_{ill}) + (\rho_{bwa} \cdot V_{wa}) + (\rho_{bga} \cdot V_{ga}) \quad (2.37)$$

$$\phi_{NL} = (\phi_{Nqua} \cdot V_{qua}) + (\phi_{Nill} \cdot V_{ill}) + (\phi_{Nwa} \cdot V_{wa}) + (\phi_{Nga} \cdot V_{ga}) \quad (2.38)$$

$$GR_L = (GR_{qua} \cdot V_{qua}) + (GR_{ill} \cdot V_{ill}) + (GR_{wa} \cdot V_{wa}) + (GR_{ga} \cdot V_{ga}) \quad (2.39)$$

$$RUVZ_L = (RUVZ_{qua} \cdot V_{qua}) + (RUVZ_{ill} \cdot V_{ill}) + (RUVZ_{wa} \cdot V_{wa}) + (RUVZ_{ga} \cdot V_{ga}) \quad (2.40)$$

$$RIVZ_L = (RIVZ_{qua} \cdot V_{qua}) + (RIVZ_{ill} \cdot V_{ill}) + (RIVZ_{wa} \cdot V_{wa}) + (RIVZ_{ga} \cdot V_{ga}) \quad (2.41)$$

$$\Sigma V = 1$$

- Untuk minyak :

$$\rho_{bL} = (\rho_{bqua} \cdot V_{qua}) + (\rho_{bill} \cdot V_{ill}) + (\rho_{bwa} \cdot V_{wa}) + (\rho_{bOi} \cdot V_{Oi}) \quad (2.42)$$

$$\phi_{NL} = (\phi_{Nqua} \cdot V_{qua}) + (\phi_{Nill} \cdot V_{ill}) + (\phi_{Nwa} \cdot V_{wa}) + (\phi_{NOi} \cdot V_{Oi}) \quad (2.43)$$

$$GR_L = (GR_{qua} \cdot V_{qua}) + (GR_{ill} \cdot V_{ill}) + (GR_{wa} \cdot V_{wa}) + (GR_{Oi} \cdot V_{Oi}) \quad (2.44)$$

$$RUVZ_L = (RUVZ_{qua} \cdot V_{qua}) + (RUVZ_{ill} \cdot V_{ill}) + (RUVZ_{wa} \cdot V_{wa}) + (RUVZ_{Oi} \cdot V_{Oi}) \quad (2.45)$$

$$\begin{aligned} RIVZ_L = & (RIVZ_{qua} \cdot V_{qua}) + (RIVZ_{ill} \cdot V_{ill}) + (RIVZ_{wa} \cdot V_{wa}) + \\ & (RIVZ_{oi} \cdot V_{oi}) \end{aligned} \quad (2.46)$$

$$\Sigma V = 1$$

- Untuk serpih :

$$\rho_{bL} = (\rho_{bqua} \cdot V_{qua}) + (\rho_{bill} \cdot V_{ill}) + (\rho_{bwa} \cdot V_{wa}) \quad (2.47)$$

$$\phi_{NL} = (\phi_{Nqua} \cdot V_{qua}) + (\phi_{Nill} \cdot V_{ill}) + (\phi_{Nwa} \cdot V_{wa}) \quad (2.48)$$

$$GR_L = (GR_{qua} \cdot V_{qua}) + (GR_{ill} \cdot V_{ill}) + (GR_{wa} \cdot V_{wa}) \quad (2.49)$$

$$RUVZ_L = (RUVZ_{qua} \cdot V_{qua}) + (RUVZ_{ill} \cdot V_{ill}) + (RUVZ_{wa} \cdot V_{wa}) \quad (2.50)$$

$$\Sigma V = 1$$

dalam persamaan di atas volume fluida di zona rembesan dan zona asli sebagai berikut :

$$V_{wa} = VIWA + VUWA$$

$$V_{oi} = VIOI + VUOI$$

$$V_{ga} = VIGA + VUGA$$

### II.7.3 Volume Lapisan Serpih

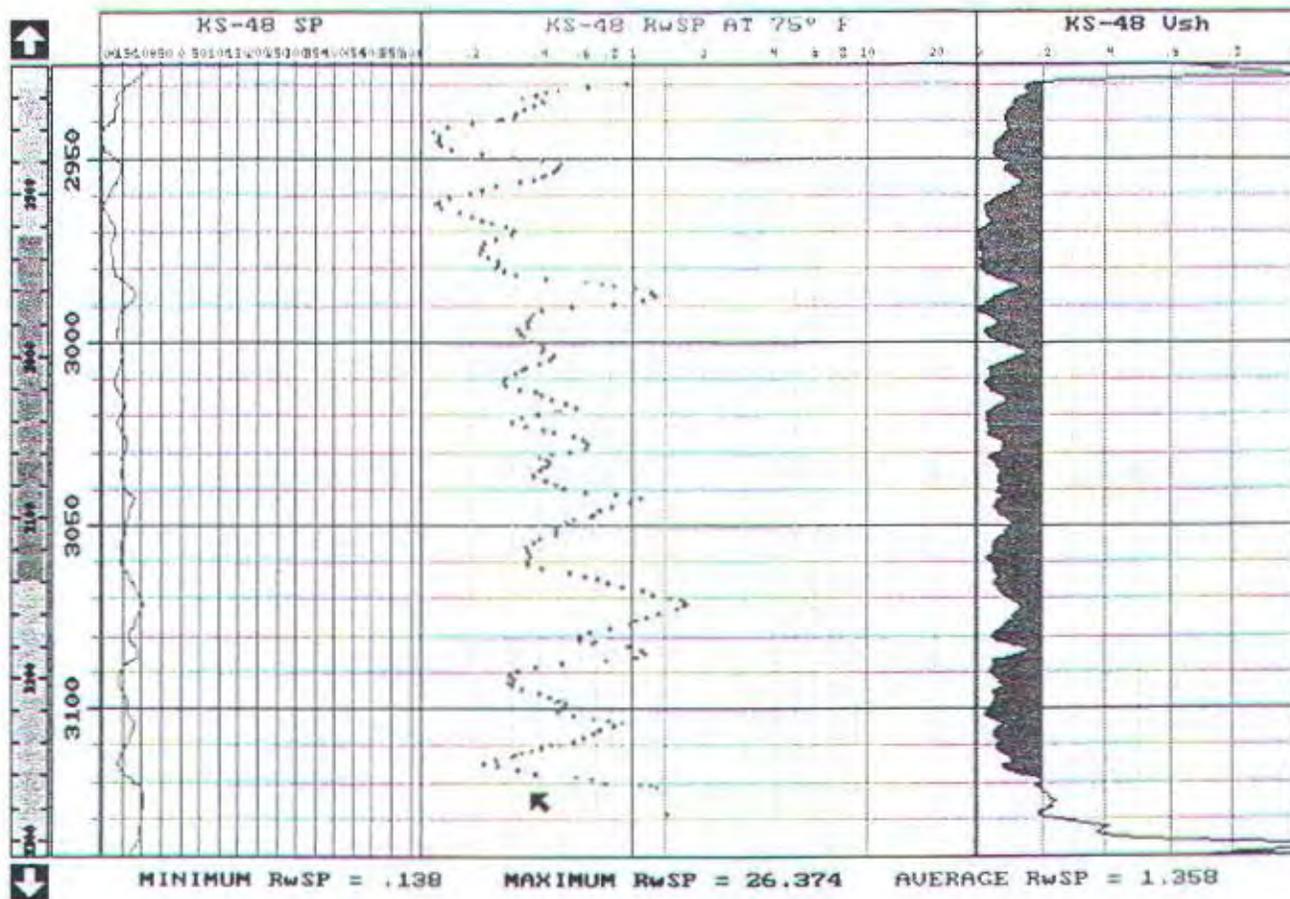
Penentuan volume serpih dalam interpretasi ini didapat dari persamaan volume serpih dari GR, yaitu :

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.51)$$

Hasil dari perhitungan persamaan di atas dapat dilihat hasilnya dalam gambar 2.5 yang berupa kurva.

### II.7.4 Resistivitas Air dari Zona Air

Penentuan nilai resistivitas sangat diperlukan untuk menentukan nilai  $S_w$  atau  $S_h$  ( $S_o + S_g$ ). Nilai  $R_w$  yang digunakan adalah yang berasal dari zona air atau  $S_w = 100\%$ . Dari GS dapat dilihat bahwa zona  $S_w = 100\%$  yang kemudian dapat ditentukan nilai  $R_w$  sebesar  $0,3 \Omega m$  pada kedalaman  $\pm 3115$  kaki. Seperti yang terlihat pada gambar 2.5. Nilai  $R_w = 0,3 \Omega m$  ini cocok dengan nilai  $R_w$  yang didapat dari laboratorium yaitu  $0,3 \Omega m$ . Jadi nilai  $R_w$  yang digunakan berikutnya adalah  $0,3 \Omega m$ .



Gambar 2.5 Nilai  $V_{sh}$  dan  $R_w$

### II.7.5 Penentuan Saturasi

Dalam menentukan saturasi air formasi, program GS menyediakan persamaan saturasi dengan metode Archie, Simandoux, Waxman-Smiths, Indonesia dan Rasio, Poupon, dan Modified Simandoux. Pada kasus ini digunakan persamaan Saturasi Archie Karbonat seperti pada persamaan 2.8.

**BAB III**

**TINJAUAN GEOLOGI  
DAN KURVA LOG**

## **BAB III**

### **TINJAUAN GEOLOGI DAN KURVA LOG**

Untuk membantu mempermudah dalam pengambilan dan interpretasi data pada suatu sumur, diperlukan suatu pengetahuan mengenai geologi sumur tersebut untuk mempelajari struktur bawah permukaan tanah apabila ada penyimpangan dalam hal interpretasi data.

#### **III. 1 Geologi Sumur Bangka**

##### **III.1.1 Geologi Regional Sumur Bangka**

Secara regional Sumur Bangka berada di wilayah konsensi antara PT. Exspan Sumatera dengan Pertamina yaitu lapangan KS (gambar 3.1). Sumur ini termasuk di dalam sistem Cekungan Sumatera Selatan, dan cekungan tersebut merupakan penghasil minyak yang cukup potensial. Cekungan ini merupakan suatu cekungan besar yang terdiri dari beberapa sub-cekungan yaitu (Koesoemadinata, 1980) :

1. Sub-Cekungan Jambi atau Palembang Utara yang menjorok ke Selatan.
2. Sub-Cekungan Palembang Tengah.
3. Sub-Cekungan Palembang Selatan

##### **III.1.2 Stratigrafi Regional Lapangan KS**

Menurut De Coster (Hutapea,1998), urutan stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan khususnya untuk lapangan KS dari umur yang paling tua ke yang lebih muda adalah sebagai berikut :

1. Batuan Dasar (*Basemen Rock*)

Batuan dasar tersusun dari batuan beku Mesozoik dan batuan metamorf. Batuan ini merupakan batuan yang keras dimana harga densitasnya dapat mencapai 2,71 gr/cc.

2. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar berada diantara formasi Batuan Dasar dan Baturaja. Formasi ini disusun oleh batu pasir dan serpih – lempung yang meningkat ke arah cekungan menjadi batu pasir dan lebih jauh lagi menjadi serpih laut.

3. Formasi Baturaja

Formasi ini terdiri dari batu gamping terumbu yang berlaku juga sebagai reservoir, dan cadangan hidrokarbon yang terbesar terdapat dalam batu gamping formasi baturaja (Koesoemadinata, 1980). Formasi Baturaja ini diendapkan pada bagian tengah Cekungan Sumatera Selatan dan jarang ditemukan adanya lapisan serpih dan batuan pasir, biasanya ditemukan lapisan tipis endapan radioaktif dalam serpih.

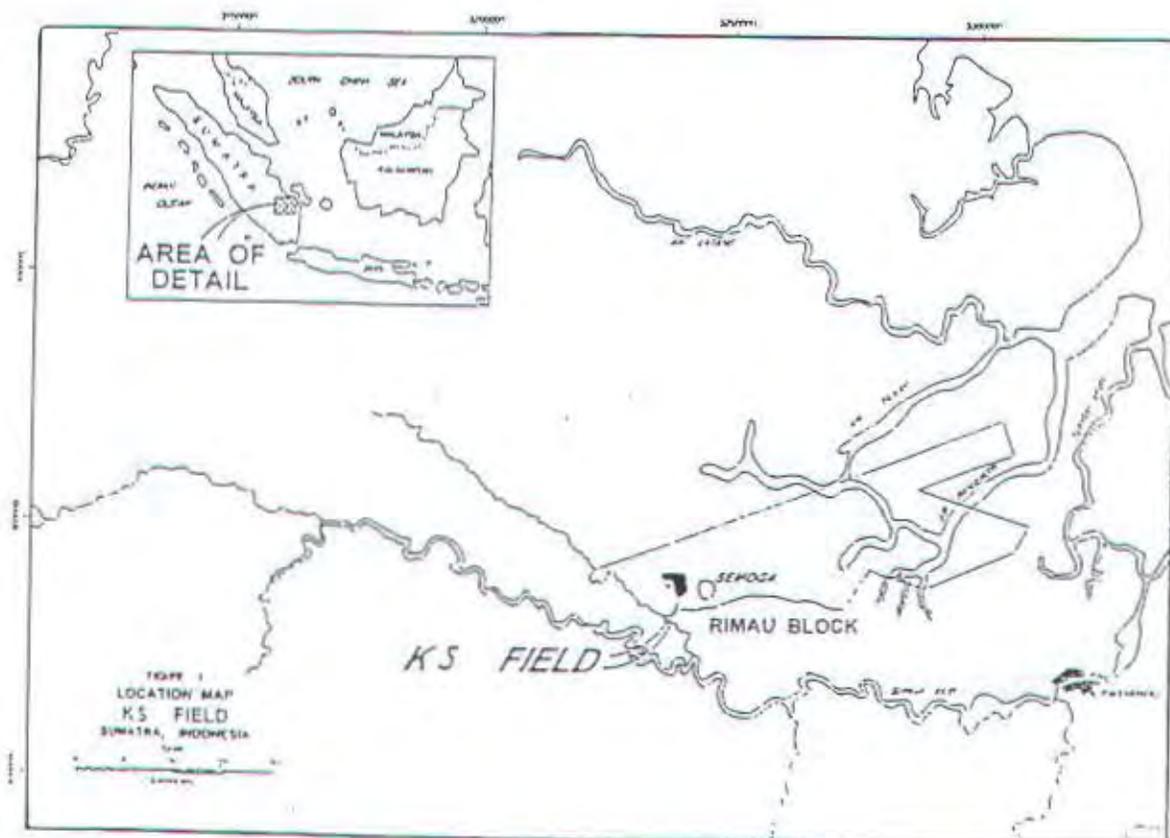
4. Formasi Telissa

Merupakan suatu formasi luas yang diendapkan selama waktu transgresi laut maksimum ke dalam cekungan. Formasi ini kebanyakan terdiri dari serpih dan kemudian diikuti oleh batu pasir. Tetapi jumlah serpih jauh lebih besar daripada batuan pasir dan susunan formasi ini tidak teratur.

### III.1.3 Struktur Regional Cekungan Sumatera Selatan

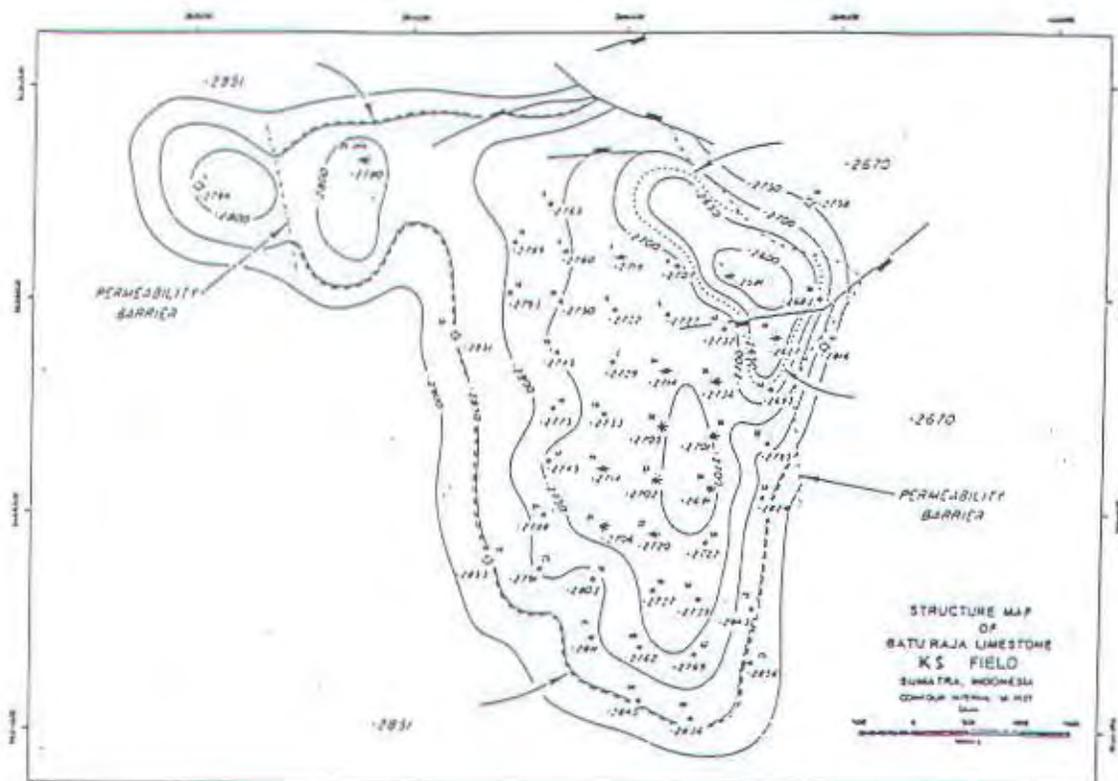
Struktur Regional Cekungan Sumatera Selatan menurut De Coster (Hutapea, 1998) adalah sebagai berikut :

Pada daerah Sumatera Selatan terdapat 3 *antiklinorium* utama yang arahnya dari selatan ke utara berupa: *Antiklinorium* Muara Enim, *Antiklinorium* Pendopo Benakat, dan *Antiklinorium* Palembang. Secara struktural, Cekungan Sumatera Selatan dapat dibagi lagi menjadi sub-cekungan Jambi dan sub-cekungan Palembang. Kedua sub-cekungan tersebut sebagian besar dibatasi oleh sesar-sesar utama yang berakar dalam dan berhubungan dengan batuan dasar. Sesar yang paling menonjol adalah sesar Lematang dan sesar Muaratembesi.



Gambar 3.1 Peta lokasi lapangan KS

Sedangkan untuk lokasi lapangan KS yang termasuk dalam cekungan Sumatera Selatan terdiri dari 3 bukit yang cukup menonjol seperti yang ditunjukkan oleh peta struktur lapangan KS (gambar 3.2).



Gambar 3.2 Peta struktur Lapangan KS

Pengambilan data (well logging) yang telah dilakukan di Sumur Bangka ini menghasilkan data berupa kurva, yang kemudian kurva tersebut akan diinterpretasikan dengan masing – masing sifat yang dimiliki oleh tiap kurva.

### III.2 Kurva Log

Kurva log adalah suatu grafik kedalaman (kadang – kadang waktu), dari suatu set kurva yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sumur. Peralatan logging yang digunakan oleh PT. Exspan Sumatera dalam pengambilan data ada beberapa macam, antara lain : SP (*Spontaneous Potential*), GR (*Gamma Ray*), DIL (*Dual Induction Log*), CNL (*Compensated Neutron Log*), CDL (*Compensated Density Log*), dan Kaliper.

#### III.2.1 Log SP

SP adalah salah satu dari peralatan logging pertama yang dibuat (Halliburton, 1997). Log SP ini merekam perbedaan potensial antara elektrode yang bergerak didalam lubang bor dengan elektrode dipermukaan. Satuan yang digunakan dalam SP adalah millivolt. Supaya SP dapat berfungsi, lubang harus diisi dengan lumpur konduktif yang berguna untuk menghantarkan arus listrik antara elektroda alat dan formasi. Log SP dapat digunakan untuk :

- Mengidentifikasi lapisan – lapisan permeabel
- Menentukan batas – batas lapisan dan korelasi antar sumur
- Menentukan nilai – nilai resistivitas air formasi
- Memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih

Secara alamiah karena perbedaan kadar garam dari air formasi pada lapisan permeabel dan tidak permeabel, aliran ion – ion atau arus listrik hanya mengalir di sekeliling perbatasan formasi di dalam lubang bor. Di lapisan serpih (lempung dan lanau) dimana tidak ada aliran listrik, potensialnya adalah konstan dengan kata lain SP-nya rata. Pembacaan ini dinamakan garis dasar serpih (*shale*



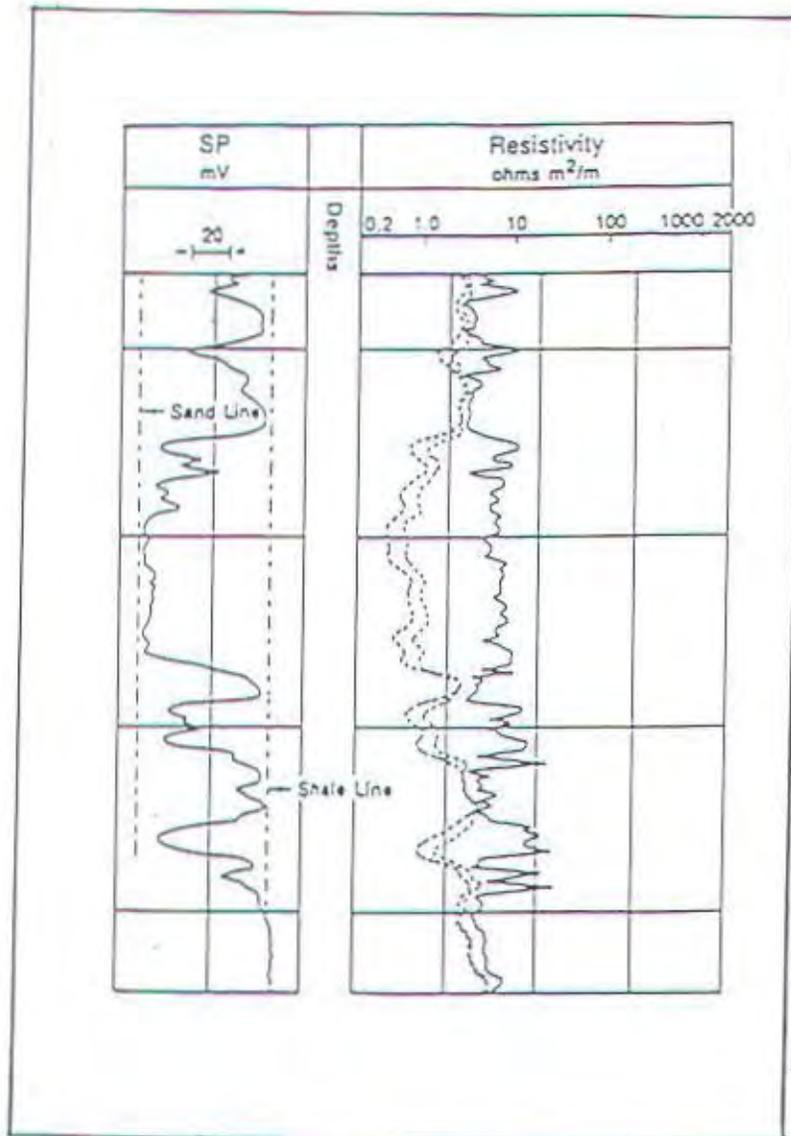
*baseline*). Pada formasi yang permeabel, SP menyimpang dari garis dasar serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan permeabel yang cukup tebal, ini dinamakan garis dasar pasir (*sand baseline*). Jika filtrasi lumpur dan kadar garam air formasi (resistivitas) sama ( $R_{mf} = R_w$ ) penyimpangan SP akan nol. SP yang diukur hanya menunjukkan suatu bagian dari penurunan tegangan total, karena juga terdapat penurunan potensial di dalam formasi. Jika arus listrik dicegah mengalir, maka akan didapat SP statis (SSP). Ini dapat diamati pada formasi bersih yang tebal. SSP diukur dari garis dasar serpih. Pada lapisan permeabel kurva SP akan menyimpang ke sebelah kiri (negatif) dari garis dasar serpih dan pada lapisan tak permeabel akan menyimpang ke sebelah kanan dari garis dasar pasir (positif). Ini dapat dilihat pada gambar 3.3.

### **III.2.1.1 Anomali SP**

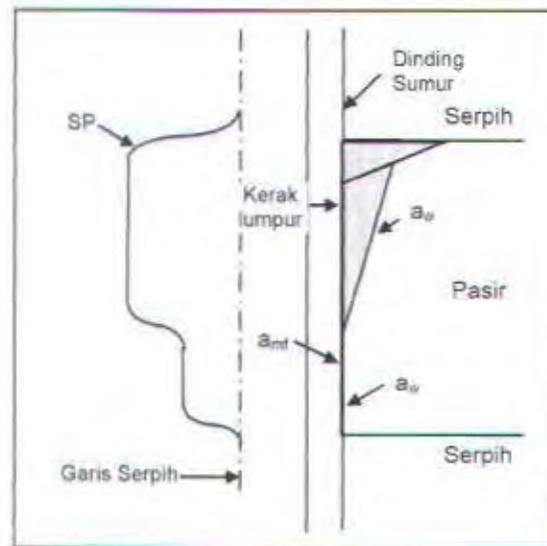
Dalam melakukan pengukuran dengan menggunakan SP akan ditemukan anomali dalam kurva SP yang dapat mengakibatkan kesalahan dalam menginterpretasikan data logging. Anomali ini dapat disebabkan oleh keadaan internal maupun eksternal.

#### **III.2.1.1.1 Keadaan Rembesan**

Bila pasir yang sangat permeabel berisi air garam yang tercemar oleh filtrasi lumpur tawar, filtrasi lebih ringan daripada air garam sehingga akan mengapung di atas. Akan terlihat pada gambar 3.4 bahwa rembesan filtrasi lumpur adalah sangat dangkal di bagian bawah dan cukup dalam di bagian batas atas (Schlumberger, 1982).



Gambar 3.3 Bentuk kurva SP (Schlumberger, 1989)

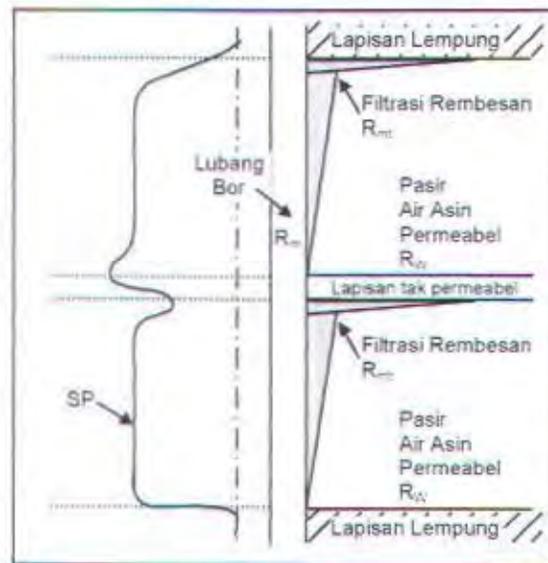


Gambar 3.4 Anomali SP disebabkan oleh membran kerak lumpur (Harsono, 1993)

#### III.2.1.1.2 Gangguan (*Noise*)

Dalam perekaman log SP sering didapat *noise* yang dapat mempengaruhi hasil data perekaman. Kadang – kadang suatu riak gelombang sinus (gigi gergaji) dengan amplitudo kecil teramati pada SP (gambar 3.5). Ini bisa disebabkan oleh sebagian suku cadang dari mesin derek tiba – tiba menjadi bermagnet. Gangguan lain yang dapat terjadi adalah gejala *spike*. *Spike* ini dapat disebabkan oleh terjadinya kontak sementara antara selubung baja dengan kabel logging (Harsono, 1993).

Arus listrik langsung yang mengalir melalui formasi dekat elektroda SP akan mengakibatkan kesalahan pembacaan pada SP, terutama pada formasi dengan resistivitas tinggi. Arus listrik tersebut bisa disebabkan oleh gejala dua logam yang terjadi jika dua lembar logam yang berbeda saling menyentuh satu sama lainnya dikelilingi oleh lumpur asin.



Gambar 3.5 SP berbentuk gigi gergaji (*sawtooth*)  
(Harsono, 1993)

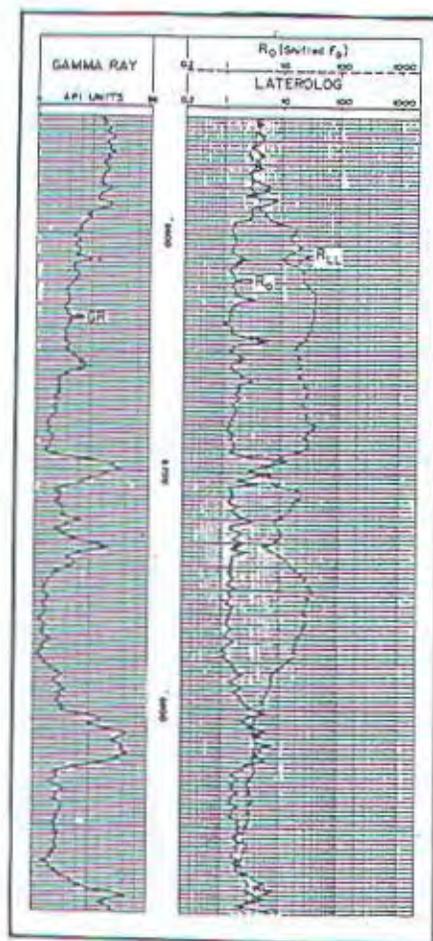
### III.2.2 Log GR

Log *Gamma Ray* selalu digunakan dalam tiap melakukan *well logging* (*wireline*). Fungsi dari log GR adalah sebagai berikut :

- evaluasi kandungan serpih
- menentukan lapisan permeabel
- evaluasi mineral yang radioaktif
- korelasi antar sumur
- korelasi antara *open hole* dan *cased hole*

Prinsip GR adalah perekaman radioaktivitas alami bumi. Di mana radioaktivitas itu dipancarkan oleh tiga unsur radioaktif dari batuan, yaitu : uranium, thorium, dan potasium. Log GR diskala dalam satuan API (GAPI). Dimana  $1 \text{ GAPI} = 1/200$  dari tanggapan yang didapat dari kalibrasi standart suatu formasi tiruan yang berisi uranium, thorium, dan potasium.

Pada lapisan permeabel, defleksi kurva GR adalah kekiri (negatif) dan pada lapisan tak permeabel defleksi kurva GR akan kekanan (positif) (gambar 3.6). Ini disebabkan oleh lapisan tak permeabel (serpih / lempung) banyak terdapat unsur radioaktif. Kira – kira 6 ppm uranium, 12 ppm thorium, dan 2 % potasium.  $1\% = 10^4$  ppm (*part permillion*) (Halliburton, 1997). Jadi kurva log GR menunjukkan tingkat radioaktif dalam lapisan. Log GR ini dapat dikombinasikan dengan semua alat log.



Gambar 3.6 Bentuk kurva GR (Schlumberger, 1974)

### III.2.3 Kaliper

Log Kaliper hanya digunakan untuk mengukur dari diameter lubang bor. Apakah lubang bor itu mengalami runtuh atau tidak. Biasanya log ini sudah digabungkan dengan CNL atau CDL. Kurva log Kaliper ini biasanya ditampilkan bersama log GR dan SP pada kolom satu.

### III.2.4 Log Resistivitas

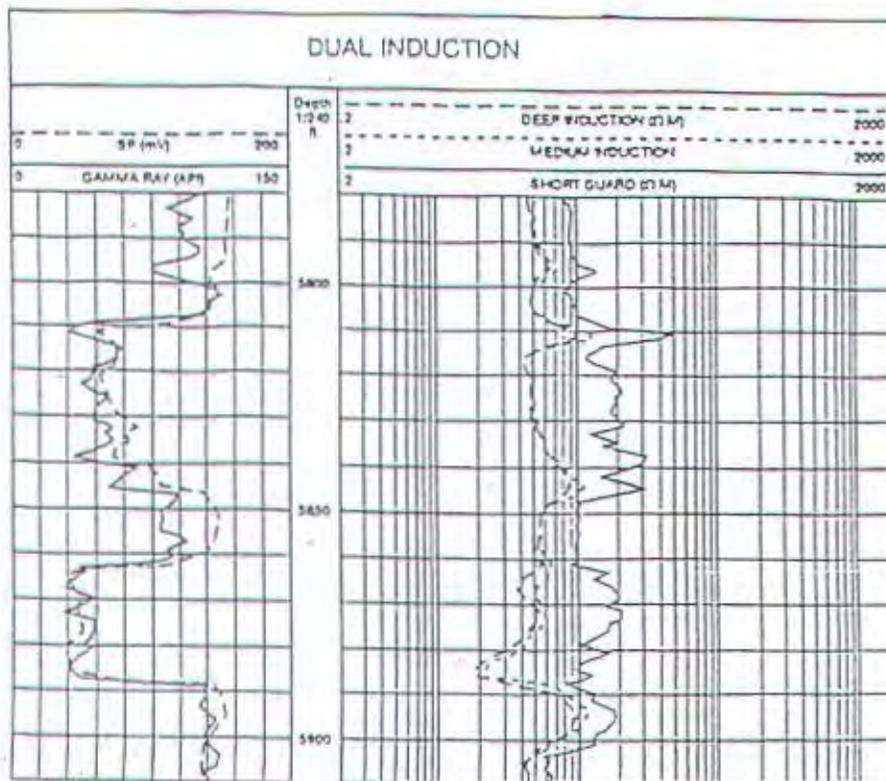
Resistivitas adalah sangat penting untuk diketahui dengan log. Alat log yang dipergunakan dalam pengukuran resistivitas ini adalah DIL. DIL ini terbagi atas 3 buah alat yaitu : ILD (*Induction Log Deep*), ILM (*Induction Log Medium*) dan ILS (*Induction Log Shallow*). Perbedaan dari ketiga alat ini adalah pada kedalaman pengukurannya, dimana ILD kemampuannya diatas 3 kaki, ILM daya kedalaman pengukurannya mencapai 1,5 – 3 kaki, sedangkan ILS kedalamannya mencapai 0,1 – 1,5 kaki (Halliburton, 1997).

Pada kurva log ILD akan didapatkan nilai resistivitas yang mendekati nilai resistivitas yang sebenarnya ( $R_t$ ). ILM dapat menghasilkan resistivitas yang masih dipengaruhi oleh daerah rembesan atau *mud filtrate*, sedangkan ILS dapat menunjukkan nilai dari  $R_{xo}$ . Dalam pengukuran  $R_{xo}$ , ILS yang digunakan adalah LL-3 (*Laterolog-3*). Biasanya laterolog digunakan apabila perbandingan antara  $R_{mf}$  dengan  $R_w$  lebih kecil dengan  $3 \Omega m$  dan ketebalan lapisan lebih kecil dari 10 kaki.

Dalam pengukuran di sini, resistivitas hidrokarbon selalu lebih besar dari resistivitas air, sehingga dengan melihat nilai dari ILD, ILM dan LL-3 dapat di-

perkirakan di mana terakumulasinya hidrokarbon. Apabila defleksi  $R_t$  (ILD) jauh lebih besar daripada defleksi  $R_{xo}$  (ILS), maka ini menunjukkan bahwa salinitas air formasi lebih rendah dari air filtrat, sehingga kemungkinan batuan mengandung gas. Sedangkan bila kurva  $R_t$  lebih besar sedikit atau lebih kecil sedikit maupun sama dengan kurva  $R_{xo}$ , hal ini merupakan indikasi adanya kandungan minyak dalam batuan. Tetapi ini harus dicocokkan lagi dengan kurva GR, SP, Netron dan Densitas.

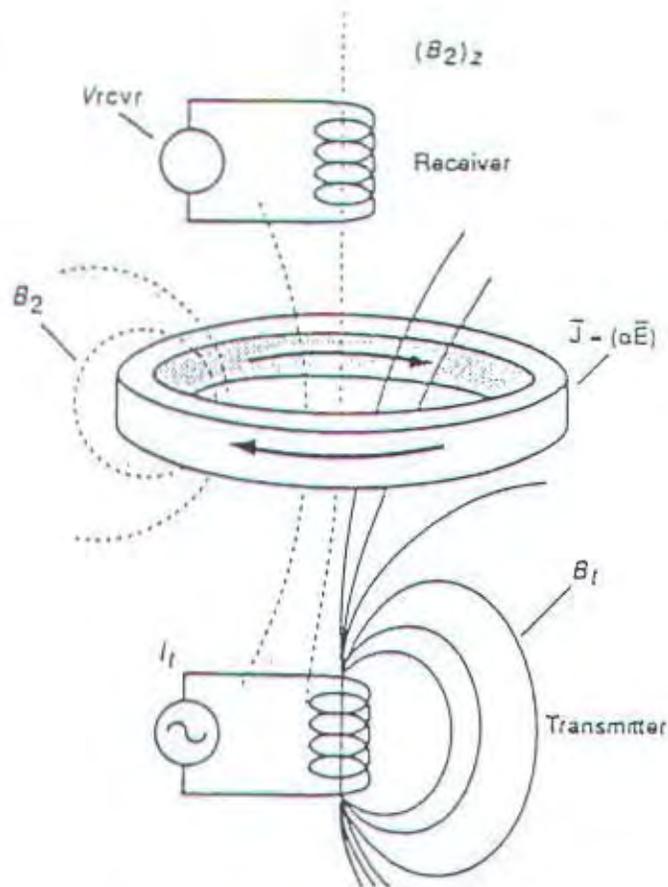
Log induksi ini dapat dipergunakan pada lumpur konduktif dan tak konduktif seperti air dan minyak. Biasanya kurva induksi (resistivitas) ditampilkan pada kolom dua atau tiga seperti pada gambar 3.7. Satuan yang digunakan adalah  $\Omega m$ .



Gambar 3.7 Bentuk kurva DIL (Halliburton, 1997)

### III.2.4.1 Prinsip Operasi

Alat logging induksi ini tersusun atas beberapa transmiter dan receiver (gambar 3.8).



Gambar 3.8 Sistem induksi dua kumparan (Halliburton, 1997)

Namun demikian prinsip umum alat ini dapat dimengerti dengan memperhatikan sebuah sonde yang terdiri dari satu transmiter dan satu receiver dengan kedua set kumparan disusun dalam batangan fiberglass yang tidak konduktif. Satu rangkaian osilator mengalirkan arus listrik bolak – balik yang konstan dengan frekuensi tinggi dan intensitas yang konstan ke dalam kumparan dalam transmiter. Akibatnya pada kumparan akan timbul medan magnet  $I$  dengan kuat medan

magnet sebesar  $\phi$ . Medan magnet ini akan menghasilkan arus induksi 1 di dalam formasi yang bersumbu sama dengan sumbu receiver koil. Sebagai akibatnya pada lubang sumur akan terjadi medan magnet 2. Apabila pada daerah medan magnet 2 diberikan kawat penerima, pada kawat penerima tersebut akan terdapat arus induksi 2. Arus induksi ini selanjutnya dikonversikan dalam satuan resistivitas.

Sedangkan untuk laterolog arus langsung dikirim ke formasi melalui transmitter, kemudian langsung diterima kembali oleh receiver.

### III.2.5 Log Porositas

Untuk mengukur porositas formasi dapat digunakan tiga buah log, yaitu : log densitas, neutron dan sonik. Tapi pada umumnya hanya menggunakan log densitas dan neutron. Hal ini disebabkan karena kedua alat ini lebih menguntungkan dari pada sonik, yaitu (Haryoko, 1983):

- Tidak perlu dilakukan koreksi akibat kompaksi (kepadatan) lapisan seperti pada sonik.
- Kurva densitas – neutron dapat digunakan sebagai indikator gas yang baik.
- Pengaruh serpih lebih jelas dan dapat dihitung dengan lebih teliti

Log Densitas dan Neutron mengukur porositas batuan dengan menggunakan cara yang berbeda. Kalau Log Densitas mencari porositas dengan cara mengetahui densitas batuan, maka Log Neutron mencari porositas dengan cara mengetahui unsur Hidrogen yang dikandung oleh batuan.

### III.2.5.1 Log Densitas

Log densitas merupakan bagian dari hampir semua rangkaian peralatan logging. CDL adalah salah satu dari macam log densitas. Biasanya digunakan pada sumur yang berisi lumpur minyak atau udara. Fungsi log ini adalah untuk mengukur porositas.

#### III.2.5.1.1 Prinsip Operasi

Pengukuran densitas biasanya dibuat dari bantalan logam kecil yang merupakan perpanjangan dari batang sonde untuk membuat kontak dengan dinding lubang bor. Log densitas ini terdiri dari sebuah bantalan logam log densitas yang berisi dua detektor dan sumber Cesium 137. Sebuah motor penggerak lubang bawah atau hidrolik membuka lengan kaliper dan melebarkan bantalan bila alat ini berada dalam sumur. Alat ini sangat dipengaruhi oleh kondisi lubang khususnya oleh lubang jelek dan kasar, sehingga bantalan tidak menempel pada lubang bor dengan sempurna, akibatnya lumpur yang terjebak antara bantalan dan dinding lubang bor ikut menyumbangkan pembacaan, padahal yang ingin dibaca adalah sinyal murni yang berasal dari formasi, bukan lumpur. Untuk mencegahnya, maka digunakan bantuan suatu lengan untuk menekan berlawanan agar bantalannya menempel di dinding lubang bor dan sekaligus berfungsi sebagai kaliper.

Pada CDL terdapat dua detektor yaitu detektor sumbu panjang (*long spacing detector*) dan detektor sumbu pendek (*short spacing detector*). Kedua detektor ini mempunyai fungsi yang berbeda, yaitu untuk detektor sumbu panjang

mengukur densitas dan detektor sumbu pendek untuk kompensasi pengaruh kerak lumpur dan lubang yang buruk (Halliburton, 1997).

Sumber radioaktif Cesium 137 memancarkan sinar gamma dengan intensitas energi tertentu menembus formasi/batuan. Batuan terbentuk dari butiran mineral, mineral tersusun atas atom – atom yang terdiri dari proton dan elektron. Sinar gamma membentur atau bertabrakan dengan elektron – elektron dalam batuan. Akibat benturan ini sinar gamma akan mengalami pengurangan energi yang akhirnya diterima oleh detektor. Semakin banyak benturan yang terjadi semakin banyak pula energi yang hilang. Dan makin lemahnya energi yang diterima menunjukkan makin banyaknya elektron – elektron dalam batuan, yang berarti makin padatnya atau banyaknya butiran mineral penyusun batuan per satuan volume. Semakin padat batuan akan membuat porositas batuan itu semakin kecil (Haryoko, 1983).

#### II.2.5.1.2 Interpretasi Log Densitas

Hubungan antara detektor sumbu panjang (LSR) dan sumbu pendek (SSR) dalam menghitung densitas adalah :

$$RHOB_{LS} = A_{LS} + B_{LS} \cdot \text{Log} (LSR) \quad (3.1)$$

$$RHOB_{SS} = A_{SS} + B_{SS} \cdot \text{Log} (SSR) \quad (3.2)$$

A dan B adalah fungsi geometri alat, kekuatan sumber radioaktif dan sensitivitas detektor. Karena kedua faktor ini, maka CDL perlu dikalibrasi tiap bulan atau tujuh bulan. Parameter lain yang dihitung pada permukaan yaitu :

$$DRHO = RHOB_{LS} - RHOB_{SS} \quad (3.3)$$

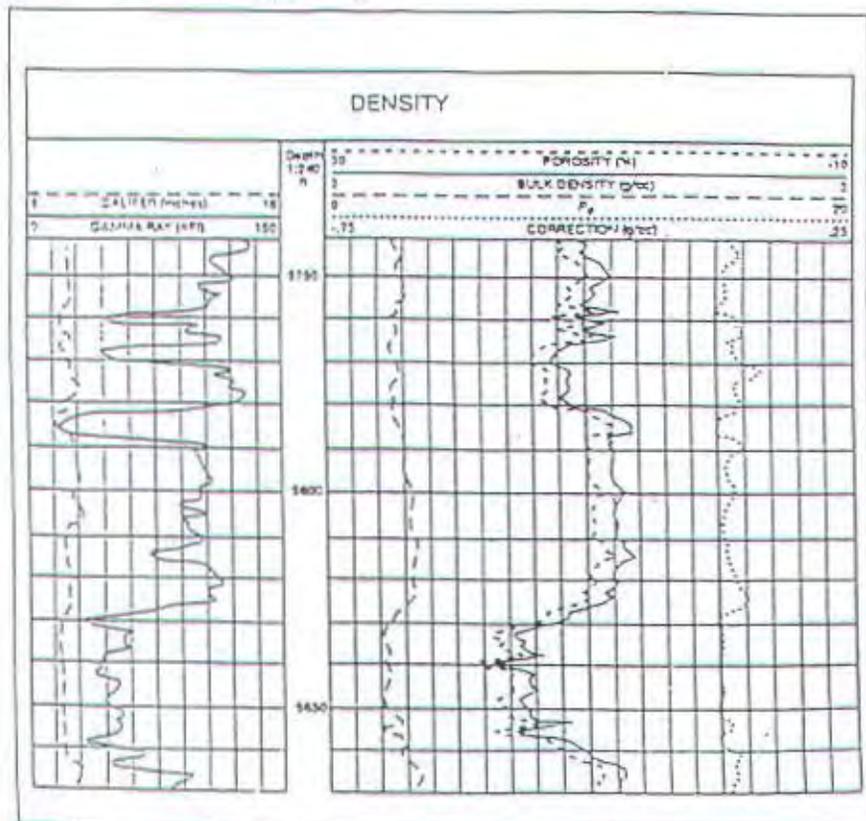
Setelah densitas formasi  $\rho_b$  yang benar telah ditentukan, maka dapat dihitung porositasnya. Untuk formasi berpori – pori dengan densitas batuan yang diketahui  $\rho_{ma}$ , diisi oleh suatu cairan dengan densitas rata – rata  $\rho_f$ , dan densitas  $\rho_b$  (*bulk density*) akan didapat :

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi) \cdot \rho_{ma} \quad (3.4)$$

atau karena  $\rho_b$  dapat dibaca langsung dari log, porositas  $\phi$  dapat dihitung :

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3.5)$$

Kurva  $\rho_b$  ini dapat biasanya ditampilkan pada kolom 2 atau 3 dengan skala linier dalam gr/cc seperti pada gambar 3.9. Biasanya kurva densitas dan neutron ditampilkan dalam skala gamping.



Gambar 3.9 Bentuk kurva Log Densitas (Halliburton, 1997)

### III.2.5.2 Log Netron

Salah satu macam log netron adalah CNL. Log netron digunakan untuk menentukan harga porositas formasi. Yang di mana hasil log ini disesuaikan dengan hasil log densitas (satu dengan yang lain saling berhubungan erat).

#### III.2.5.2.1 Prinsip Operasi

Log netron terdiri dari satu sumber radioaktif yaitu Americium-Berilium (Halliburton, 1997) dan dua detektor. Sumber ini memancarkan netron yang kemudian netron ini akan bertumbukan dengan partikel lainnya. Jumlah energi yang hilang dalam setiap tumbukan tergantung pada massa relatif dari inti – inti atom yang ditabrak. Energi terbesar yang hilang terjadi ketika netron menabrak sebuah inti atom yang massanya sama yaitu inti atom hidrogen. Benturan – benturan dengan nuklei yang berat tidak banyak memperlambat netron. Jadi perlambatan netron tergantung pada sebagian besar jumlah hidrogen pada formasi (Schlumberger, 1989). Disini netron menunjukkan jumlah hidrogen didalam formasi. Karena minyak dan air mempunyai hidrogen per unit volume yang hampir sama, netron akan memberikan tanggapan porositas cairan dalam formasi bersih. Akan tetapi netron tidak dapat membedakan antara atom hidrogen bebas dengan atom –atom hidrogen yang secara kimia terikat pada mineral batuan, sehingga tanggapan netron terhadap formasi lempung yang banyak mengandung atom hidrogen di dalam susunan molekulnya seolah – olah mempunyai porositas yang lebih tinggi. Gas mempunyai hidrogen yang lebih rendah yang bervariasi dengan suhu dan tekanan, sehingga bila terdapat gas dalam lapisan yang cukup dekat dengan dinding sumur masih dalam jangkauan alat netron, akan

memberikan pembacaan porositas yang lebih rendah daripada porositas formasi sesungguhnya (Halliburton, 1997).

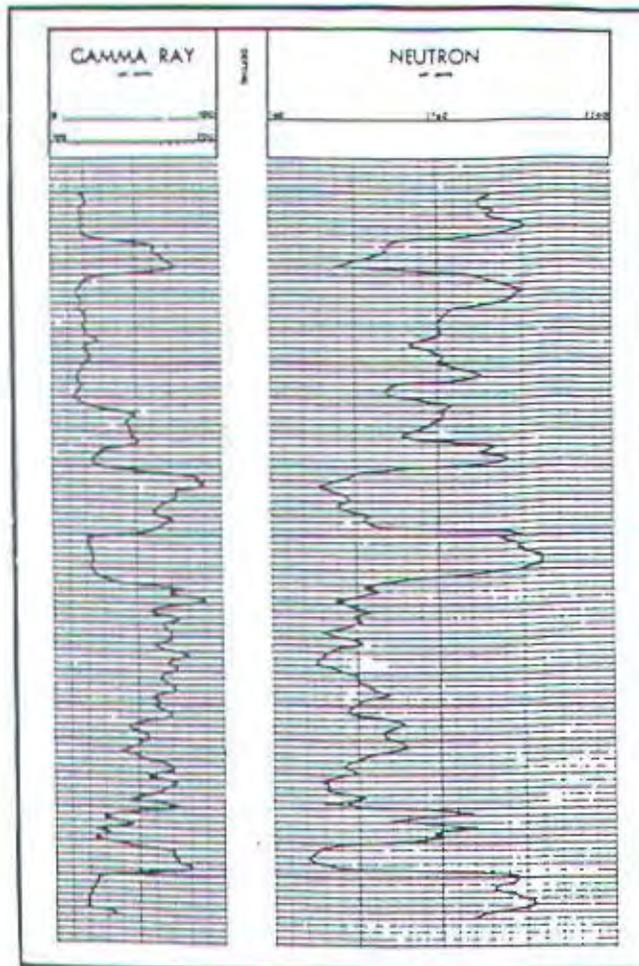
Sama seperti log densitas, log netron ini juga memiliki detektor ganda yang berguna untuk mendeteksi netron lambat dan mengecilkan pengaruh kondisi lubang bor. Cacah (*count rates*) CNL dari detektor jauh dan dekat diukur dan diproses dengan alat di permukaan, kemudian diambil rasio mereka. Rasio inilah yang digunakan untuk mencari porositas ( $\phi_N$ ). Metode rasio ini efektif karena memiliki kepekaan terhadap kondisi lubang bor yang jauh lebih kecil dibandingkan dengan masing – masing cacah detektor. Karena CNL mengukur netron jenis lambat, tanggapannya banyak dipengaruhi oleh unsur – unsur yang memiliki area tangkapan netron lambat yang besar. Alat ini sangat sensitif terhadap serpih, karena di dalam serpih biasanya mengandung unsur Boron dan mineral khusus lainnya, yang walaupun jumlahnya sedikit akan tetapi mereka memiliki area tangkapan netron lambat yang besar. Jika jumlahnya cukup besar akan menyembunyikan dampak dari gas dalam lapisan berlempung (Harsono, 1993).

Log netron dapat dipergunakan pada sumur terbuka atau terselubung (*open or cased hole*), yang berisi air atau udara. Skala yang digunakan oleh porositas netron adalah 60% - 0% dengan kalibrasi porositas gamping (*limestone*) yang letaknya pada kolom dua atau tiga secara linier. Bentuk kurva log netron ini dapat dilihat pada gambar 3.10. CNL ini biasanya dikombinasikan dengan log GR, Densitas, SP dan DIL.

### III.2.5.3 Interpretasi Log Densitas dan Netron

Dalam pembacaan log Densitas dan Netron, kedua kurva ini harus diperhatikan karena satu sama lain saling menunjang dalam menentukan porositas. Biasanya kedua kurva ini dibuat dalam skala gamping yaitu : untuk  $\rho_b = 1,71 - 2,71$  (gr/cc) dan untuk netron = 0% - 60%. Dalam menginterpretasikan kedua kurva ini digunakan petunjuk sebagai berikut (Haryoko, 1983) :

1. Pada lapisan Hidrokarbon kurva densitas akan cenderung mempunyai defleksi kekiri (makin kecil harga  $\rho_b$ -nya), sedangkan pada kurva netron harga porositasnya akan cenderung makin kekanan (makin kecil harga  $\phi$  nya). Dan pada lapisan serpih kedua jenis kurva akan memperlihatkan gejala yang sebaliknya. Dengan demikian pada lapisan hidrokarbon akan terjadi separasi antara kedua kurva dimana separasi disebut positif dan sebaliknya pada lapisan serpih disebut separasi negatif.
2. Untuk membedakan gas dengan minyak, dapat dilihat dari besarnya separasi, dimana separasi pada lapisan gas lebih besar daripada lapisan minyak.
3. Pada lapisan gamping unit separasinya berkisar antara 1 – 3 unit untuk zona minyak, sedangkan untuk zona gas jauh lebih besar dari harga tersebut. Dan pada lapisan batu pasir unit separasinya berkisar antara 3 – 4 unit untuk zona minyak, dan lebih besar lagi untuk zona gas.



Gambar 3.10 Bentuk kurva Log Netron (Schlumberger, 1972)

### III.2.6 Log Quality Control (LQC)

Sebelum suatu data log diinterpretasikan sebaiknya log tersebut di LQC terlebih dahulu. Tujuan LQC adalah untuk melihat/mengontrol apakah data log itu bagus atau tidak. Karena dengan data log yang jelek akan didapat hasil interpretasi yang jelek juga. Berikut ini adalah langkah – langkah LQC sederhana yang harus dilakukan antara lain :

- Pembacaan kurva log densitas dengan netron di zona *water bearing* harus menunjukkan nilai batuan gamping apabila dicocokkan pada grafik Por-2a (lampiran D) (kurva dalam skala gamping). Contoh : pada kedalaman 3144

kaki kurva densitas dan neutron apabila dicocokkan dengan grafik Por-2a menunjukkan nilai batuan gamping.

- Nilai kurva DRHO (koreksi  $\rho_b$ ) harus berada sedikit pada nilai positif (sesuai dengan nilai kalibrasi).
- Nilai kurva resistivitas untuk serpih harus menunjukkan nilai  $\pm 1 \Omega m$ .

### III.2.7 Informasi Data Log

#### a. Log yang tersedia

GR – CNL – CDL – CALIPER – DIL(SP – ILD – ILM – LL-3)

#### b. Informasi dari Kepala Log

Ukuran pahat : 8,5 inci

Densitas lumpur : 9 lbm/gal

Kedalaman awal logging : 1150 kaki

Kedalaman akhir logging : 3290 kaki

Rm : 3,85 @ 76<sup>0</sup> F

Rmf : 4,15 @ 74<sup>0</sup> F

Rmc : 3,75 @ 74<sup>0</sup> F

Rm (dasar sumur) : 1,8 @ 170<sup>0</sup> F

Jenis lumpur : PHPA (*Partially – Hydrolyzed Polyacrylamida*)

## **BAB IV**

# **INTERPRETASI DAN IDENTIFIKASI HIDROKARBON PADA RESERVOAR DENGAN SOFTWARE GS**

**BAB IV**  
**INTERPRETASI DAN IDENTIFIKASI HIDROKARBON PADA**  
**RESERVOAR DENGAN GS**

Setelah didapatkan data log yang baik dari Sumur Bangka, tahap selanjutnya adalah menginterpretasikan data log dengan tahap – tahap sebagai berikut :

**IV.1 Interpretasi Sumur Bangka**

Sumur Bangka merupakan suatu sumur terbuka (*openhole*), yaitu sumur bor hidrokarbon yang belum dipasang selubung (*casing*), biasanya berupa baja yang mempunyai diameter sedikit lebih kecil dari diameter pahat atau mata bor untuk mencegah terjadinya runtuh pada dinding sumur. Sumur Bangka juga disebut sumur pengembangan karena sumur ini adalah sumur pemboran yang ke sekian kalinya atau dengan kata lain pengembangan dari sumursumur sebelumnya.

Perekaman data sumur ini dimulai dari 1150 kaki dan mencapai kedalaman 3290 kaki. Tetapi interpretasi data dimulai dari kedalaman 2800 kaki. Ada dua alasan mengapa interpretasi dimulai pada kedalaman 2800 kaki, yaitu : karena pada kedalaman ini kelihatan adanya ciri yang menunjukkan adanya lapisan yang menarik/prospek dari data log dan alasan yang ke dua adalah karena pada kedalaman 1150 - 2928 kaki masih dalam satu formasi yang sama yaitu formasi Telissa atau dengan kata lain menunjukkan karakteristik yang sama sehingga data yang diinterpretasikan cukup dari kedalaman 2800 kaki.



#### IV.1.1 Pendugaan Lapisan Permeabel dan Impermeabel

Lapisan permeabel dapat diduga dengan cara menganalisa defleksi kurva log GR dan SP (lampiran F kolom 1) dari data log. Defleksi kurva log GR/SP ke sebelah kiri (negatif) menunjukkan lapisan yang permeabel atau reservoir dan untuk defleksi kurva log GR/SP ke kanan (positif) menunjukkan lapisan impermeabel. Dengan melihat defleksi ke kiri atau ke kanan dari kurva log GR/SP secara umum dapat diduga lapisan permeabel dan impermeabel pada sumur Bangka yang dapat dilihat pada tabel 4.1 sebagai berikut :

Tabel 4.1 Urutan Lapisan Permeabel dan Impermeabel

Urutan	Interval (kaki)	Permeabel / Impermeabel
I	2800-2928	Impermeabel
II	2928-3136	Permeabel
III	3136-3140	Impermeabel
IV	3140-3205	Permeabel
V	3206-3209	Impermeabel
VI	3209-3272	Permeabel

Tetapi tempat terakumulasinya hidrokarbon adalah di lapisan permeabel (reservoir), sehingga yang akan diinterpretasikan hanyalah pada lapisan permeabel. Dari tabel 4.1 dapat ditentukan bahwa lapisan permeabel berada pada interval 2928-3205 dan 3250-3272 kaki. Untuk selanjutnya lapisan impermeabel yang tipis pada kedalaman 3136-3140 kaki dimasukkan dalam lapisan permeabel interval 2928-3205 kaki karena dianggap dalam satu formasi Baturaja.

#### IV.1.2 Pendugaan Kandungan Fluida Dalam Reservoir

Fluida yang terkandung dalam reservoir terdiri dari gas, minyak dan air. Apabila ketiga fluida ini berada dalam satu reservoir maka gas akan menempati tempat yang paling atas dikarenakan berat jenisnya lebih kecil dari fluida yang lain, kemudian diikuti dengan minyak (berat jenis minyak lebih kecil dari air tetapi lebih besar dari gas), sedangkan air akan menempati tempat yang paling bawah karena air mempunyai berat jenis yang paling besar. Tetapi di dalam reservoir dapat hanya terkandung salah satu dari fluida di atas atau tanpa salah satu dari fluida tersebut.

Dengan menganggap bahwa setiap lapisan permeabel dari sumur Bangka adalah reservoir yang mengandung fluida, maka dapat diinterpretasikan/diduga jenis fluida yang terkandung di dalamnya dengan cara menganalisa kurva resistivitas dan porositas.

Pendugaan fluida dalam setiap reservoir (lapisan permeabel) dari sumur Bangka adalah sebagai berikut :

1. Interval 2928 – 3205 kaki

Untuk menentukan fluida di dalam reservoir, maka interval ini dapat dibagi dalam tiga interval lagi sebagai berikut :

a. 2928 – 2985 kaki

Pada interval 2928 – 2985 kaki di sini, nilai dari kurva resistivitas tinggi menunjukkan terdapatnya hidrokarbon dan dapat dilihat pada kurva  $R_t$  (ILD)

ada yang berhimpit dengan kurva Rxo (LL-3) (lampiran F, kolom 2), bahkan ada yang lebih besar sedikit dari nilai Rxo. Dengan melihat gejala di atas dapat menguatkan dugaan adanya kandungan hidrokarbon. Tetapi untuk memastikannya harus dicocokkan dengan kurva densitas dan netron (lampiran F kolom 3). Di sini kurva densitas dan netron tampak saling membuat separasi positif (walaupun tidak semua kurva) sebesar 1 – 3 porositas unit, yang menunjukkan karakteristik dari kandungan minyak

b. 2990 – 3064 kaki

Kurva resistivitas masih menunjukkan nilai resistivitas yang tinggi dan dilihat dari kurva ILD dan LL-3, pada interval kedalaman ini tampak bahwa interval ini masih mengandung hidrokarbon (minyak), tetapi kandungan hidrokarbon yang dikandung jauh lebih kecil dari interval yang ada di atasnya. Ini dapat dilihat dari kurva ILD yang hanya sedikit bagian yang lebih besar atau sama dengan kurva LL-3. Sedangkan pada kurva densitas dan netron menunjukkan harga porositas yang cukup baik dan menunjukkan adanya kandungan hidrokarbon dan air.

c. 3065 – 3205 kaki

Pada interval ini terlihat adanya penurunan nilai resistivitas dari interval yang ada di atasnya dan dengan melihat sedikitnya defleksi yang terjadi pada kurva ILD dan LL-3 atau dapat dikatakan datar dan kurva ILD lebih kecil dari LL-3, dapat diduga bahwa pada interval ini terkandung air saja. Sedangkan dari kurva densitas dan netron menunjukkan adanya penurunan kualitas dari harga porositas (mengecil) dan juga menunjukkan keberadaan air. Pada keda-

laman  $\pm 3144 - 3200$  terjadi porositas yang sangat kecil atau disebut dengan *tigh*.

Pada interval ini terjadi penurunan kurva GR dimana nilainya menjadi besar. Ini disebabkan adanya lapisan tipis serpih yang mengandung endapan potasium (radioaktif) pada kedalaman  $\pm 3136 - 3140$  kaki dan setelah itu kurva GR kembali seperti semula.

## 2. Interval 3209 – 3278 kaki

Kurva resistivitas menunjukkan nilai yang rendah. Pada kurva ILD dan LL-3 tampak bahwa tidak ada defleksi (datar) dan kurva ILD jauh lebih kecil dari LL-3. Dari sini dapat diduga bahwa kandungan yang terkandung pada lapisan ini adalah air. Dan dari kurva densitas dan neutron menunjukkan nilai porositas yang rendah sehingga kemungkinan tidak ada fluida di sana.

### IV.1.3 Pendugaan Batas Minyak dan Air (*Oil – Water Contact*)

Oil – water contact (OWC) adalah zona di mana peralihan antara minyak dan air yang berada pada kedalaman tertentu (daerah transisi). Daerah OWC ini dapat ditunjukkan oleh kurva resistivitas dengan mengalami penurunan harga resistivitas. Diketahui bahwa minyak atau hidrokarbon mempunyai resistivitas yang lebih tinggi daripada air. Sehingga dengan melihat zona di mana awal terjadinya penurunan harga resistivitas yang besar dapatlah diduga daerah OWC -nya. Dan zona berikutnya setelah zona OWC akan mempunyai harga resistivitas yang lebih kecil dari harga resistivitas pada zona minyak (hidrokarbon). Dan dari data log diduga daerah OWC adalah pada kedalaman 3064 kaki.

## IV.2 Evaluasi Software GS 3.0

Pengolahan data dengan menggunakan software GS versi 3.0 dapat menghasilkan *output* berupa hasil interpretasi dari GS. Hasil GS ini dapat ditampilkan dalam lembar grafik yang terdiri dari 4 kolom kurva (lampiran G) yang berisikan : kolom I memuat nilai dari GR, SP dan Kaliper, kolom II memuat nilai resistivitas sebenarnya ( $R_t$ ), kolom III memuat nilai saturasi air ( $S_w$ ) dan analisa fluida dan kolom IV memuat komposisi dari formasi sumur.

Pada kolom I ditampilkan nilai GR (0-150(api)), kaliper (6-160(inci)) dan SP (-200-(-50)(mv)) yang mana ke tiga kurva ini saling mendukung untuk dapat menunjukkan zona permeabel pada formasi. Kurva GR pada lapisan permeabel akan menunjukkan nilai yang lebih kecil jika dibandingkan dengan lapisan impermeabel, dan pada lapisan permeabel kurva SP akan menunjukkan nilai yang lebih negatif dari pada lapisan impermeabel. Dan untuk kurva Kaliper akan menunjukkan nilai mengecil karena pada lapisan ini diameter lubang sumur akan lebih kecil dari impermeabel.

Pada kolom II adalah memuat kurva yang menunjukkan nilai dari resistivitas benar yaitu resistivitas pada zona asli, di mana skalanya adalah logaritmik yang bernilai antara 0 – 100  $\Omega$ m. Tampak bahwa pada kedalaman 2928 – 3064 kaki adalah reservoir yang mengandung hidrokarbon (minyak) mempunyai resistivitas yang tinggi ( $R_t$ ) jika dibandingkan dengan reservoir yang mengandung air. Kecuali pada formasi yang terjadi *tight* (3150 kaki ke bawah) juga mempunyai resistivitas yang tinggi. Ini dikarenakan tidak adanya fluida di dalam batuan tersebut (bersifat isolator).

Kolom III memuat tentang  $S_w$  (kiri) dan analisa fluida (kanan), yang dimana dari saturasi air dapat menunjukkan nilai saturasi hidrokarbon (pers.2.7). Saturasi air menggunakan skala linier 0 – 1 (arah kanan ke kiri), yang menunjukkan sifat air yang mengisi pori – pori di dalam formasi. Skala 1 menunjukkan bahwa reservoir hanya mengandung air dan apabila mempunyai skala antara 0 – 1 maka menunjukkan reservoir mengandung air dan hidrokarbon. Dan apabila skala 0, maka reservoir hanya mengandung hidrokarbon, yang merupakan kejadian yang jarang terjadi/langka. Tampak bahwa pada reservoir yang mengandung hidrokarbon menunjukkan nilai saturasi air yang mengecil (2928 – 3064 kaki). Sedangkan untuk analisa fluida yang menunjukkan analisis fluida yang terkandung dalam reservoir. Tampak pada kolom ini adanya hidrokarbon, air dan terjadinya *tight* yang dapat dilihat dari minimnya fluida yang ada di reservoir. Dari hasil analisa tampak bahwa bagian yang berwarna hitam menunjukkan keberadaan hidrokarbon (minyak) dan berwarna putih menunjukkan keberadaan air. Bila kandungan air kecil sekali dianggap terjadi *tight*. Skala yang digunakan adalah linier yang bernilai antara 0 – 0,6 (arah kanan ke kiri).

Pada kolom IV atau kolom yang terakhir menunjukkan komposisi dari formasi, di mana warna biru menunjukkan dari gamping, warna kuning menunjukkan dari kandungan pasir dan warna hijau mewakili dari kandungan serpih. Tampak dari analisa di atas bahwa formasi sumur ini secara umum terdiri dari gamping, pasir dan serpih. Pada kedalaman 2928 – 3205 kaki keberadaan gamping terlihat sangat dominan dan mengandung sedikit batuan serpih dan batuan pasir, bahkan pada kedalaman 2928 – 3136 kaki keberadaan batuan

gamping sangat dominan. Dan pada kedalaman 3136 – 3140 kaki terdapat lapisan serpih tipis yang mengandung endapan radioaktif. Kedalaman 2928 – 3205 kaki adalah formasi Baturaja . Dan pada kedalaman 3209 – 3278 kaki (atau di bawahnya ) diidentifikasi sebagai formasi Talang Akar yang banyak mengandung batuan serpih (jauh lebih banyak dari formasi Baturaja) dan juga mengandung batuan pasir.

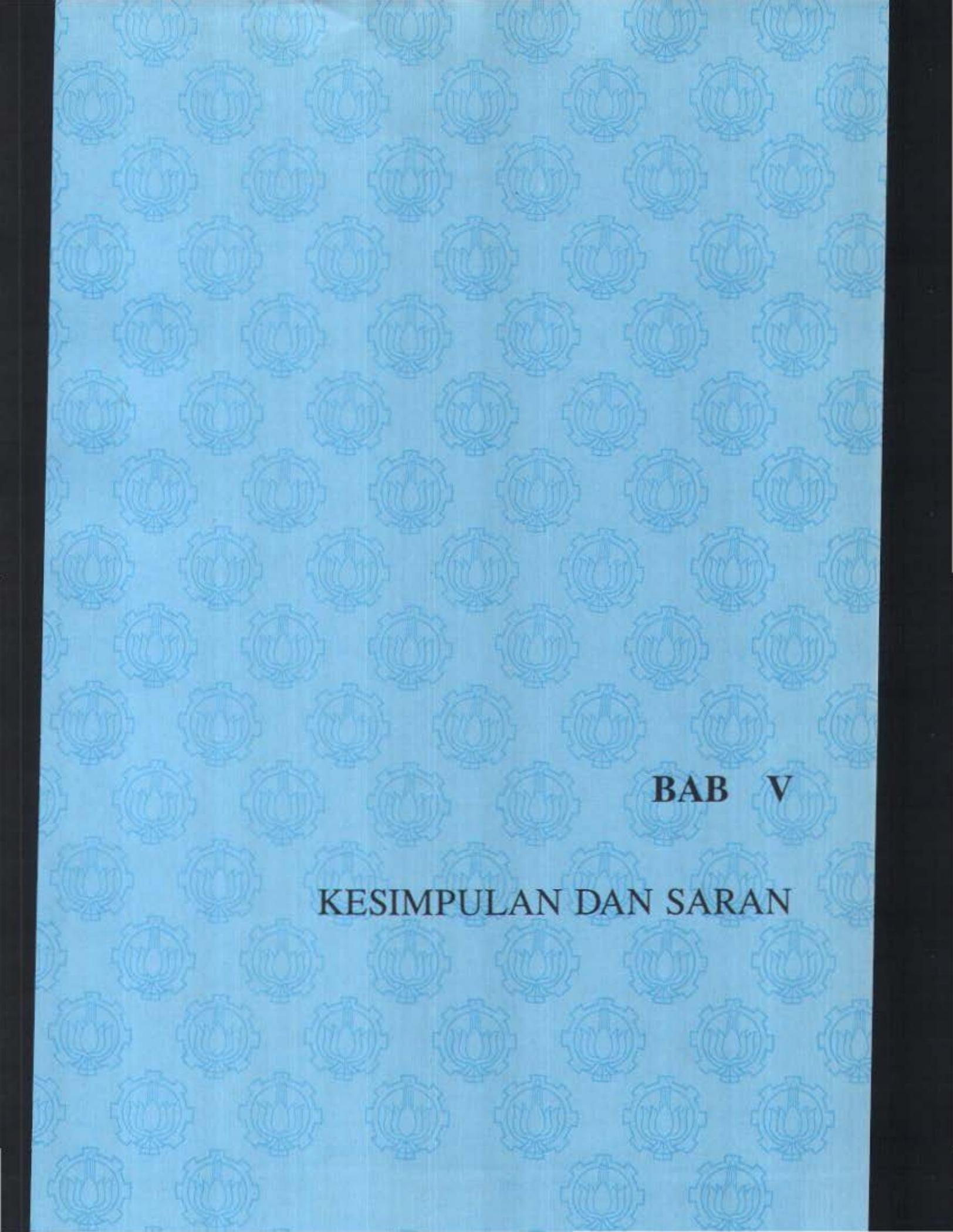
Pada tabel 4.2 di bawah ini secara umum dapat menunjukkan interpretasi kuantitatif formasi rata – rata dari sumur Bangka :

Tabel 4.2 Kandungan fluida dalam reservoir sumur Bangka

INTERVAL (kaki)	POROSITAS ( $\phi$ )	SATURASI	
		$S_w$	$S_h$
2928 – 2985	0,21	0,33	0,67
2990 – 3136	0,1	0,64	0,36
3140 – 3205	0,05 ( <i>tight</i> )	<i>lower</i>	<i>lower</i>
3209 - 3278	0,05 ( <i>tight</i> )	<i>lower</i>	<i>lower</i>

Pada tabel 4.2 dan hasil interpretasi dari GS dapat dilihat bahwa pada kedalaman 2928 – 2985 kaki mengandung hidrokarbon dan begitu juga pada kedalaman 2990 – 3136 kaki tetapi kandungan hidrokarbonnya lebih kecil jika dibandingkan dengan kedalaman 2928 – 2985 kaki. Pada kedalaman ini kandungan hidrokarbonnya antara yang satu dengan yang lain terpisah dengan volume yang kecil. Ini di karenakan terjadinya *tight* pada formasi sehingga kandungan hidrokarbon itu dianggap tidak ekonomis untuk di produksi. Dan pada kedalaman 3140 – 3205 dan 3209 – 3278 kaki terlihat mempunyai porositas yang sangat kecil sehingga kemungkinan untuk dapat masuknya fluida ke dalam formasi adalah sangat

kecil. Dengan melihat nilai porositasnya maka pada reservoir ini dianggap tidak perlu diperhitungkan atau dipertimbangkan lagi.



**BAB V**

**KESIMPULAN DAN SARAN**

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### V.1 Kesimpulan

Dari hasil interpretasi data *well logging* sumur Bangka di lapangan KS dapatlah ditarik kesimpulan yang antara lain :

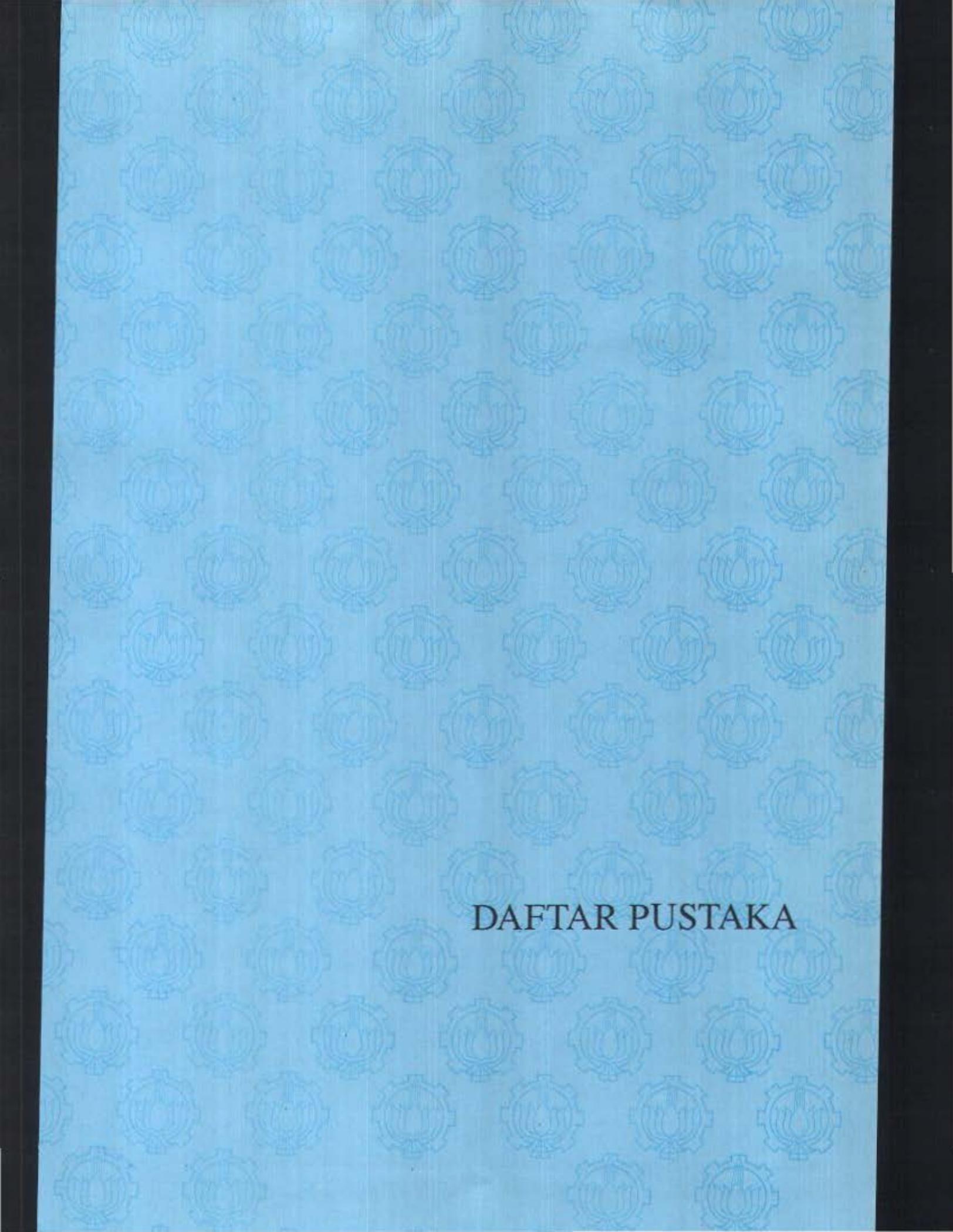
1. Setelah dilakukan LQC sederhana (manual), data log sumur Bangka merupakan data log *well logging* yang cukup baik untuk dapat digunakan sebagai data interpretasi.
2. Pengidentifikasian lapisan permeabel dan impermeabel di dasarkan dari kurva log GR. Lapisan permeabel berada pada kedalaman 2928 –3205, dan 3209 – 3272 kaki. Dan pada kedalaman 3136 – 3140 kaki terdapat lapisan serpih tipis yang mengandung endapan bahan radioaktif yang memisahkan lapisan permeabel formasi Baturaja yaitu 2928 – 3136 kaki dan 3140 – 3205 kaki.
3. Pada reservoir hanya ditemukan hidrokarbon yang berupa minyak. Diperkirakan terdapatnya minyak yang cukup ekonomis itu berada pada kedalaman antara 2928 –2985 kaki. Dan diperkirakan juga zona OWC nya yang berada di sekitar kedalaman 3064 kaki.
4. Hasil interpretasi data GS menunjukkan bahwa sumur Bangka yang diinterpretasikan ini terbagi atas 3 formasi yaitu : formasi Tellisa, formasi Baturaja dan formasi Talang Akar. Di mana formasi Baturaja ini berlaku sebagai reservoir yang cukup baik.

5. Porositas batuan sangat memegang peranan penting dalam keberadaan fluida di formasi, karena apabila harga porositasnya kecil mengakibatkan tidak bisa mengalirnya atau melewatkan fluida. Dan ini terjadi pada kedalaman 3140 – 3205 dan 3209 – 3278 kaki. Nilai porositas 0,21 pu merupakan nilai porositas yang baik dan harga porositas 0,1 merupakan harga yang agak kurang baik untuk batuan gamping.
6. Sumur Bangka merupakan sumur hidrokarbon yang cukup potensial untuk menjadi sumur yang produktif tetapi harus di analisa lebih lanjut apakah mengandung hidrokarbon/minyak yang ekonomis.

## V.2 Saran

1. Sebelum suatu data log diinterpretasikan hendaknya dilakukan LQC terlebih dahulu pada data log tersebut dengan tujuan untuk mengetahui layak atau tidaknya data log tersebut.
2. Dalam melakukan interpretasi data haruslah memperhitungkan atau mengikut sertakan koreksi lingkungan terhadap seluruh data log agar mendapatkan harga pengukuran yang mendekati kondisi yang sebenarnya.
3. Interpretasi data merupakan suatu tahap yang memerlukan pengetahuan yang luas dan pengalaman yang banyak di bidangnya karena merupakan pekerjaan yang sulit dan bersifat subyektif.
4. Pada saat interpretasi harus pula memperhatikan data – data geologi dari sumur sekitarnya dan data – data hasil dari laboratorium yang diambil dari sumur.

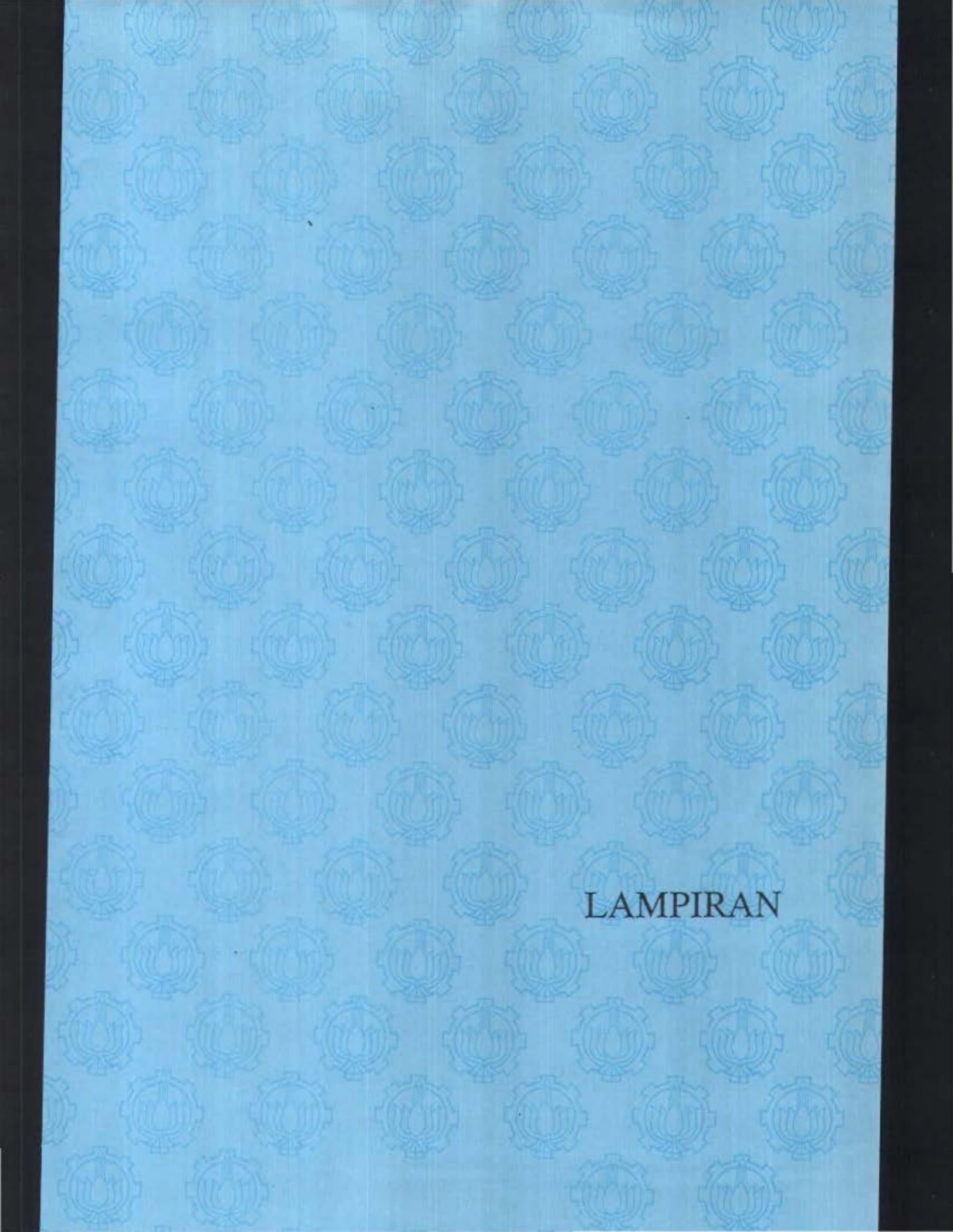
5. Untuk studi interpretasi data *well logging* selanjutnya , hendaknya dikembangkan dengan cara mengkorelasikan antara sumur yang satu dengan yang lainnya atau dilanjutkan *cased-hole* dan perforasi.



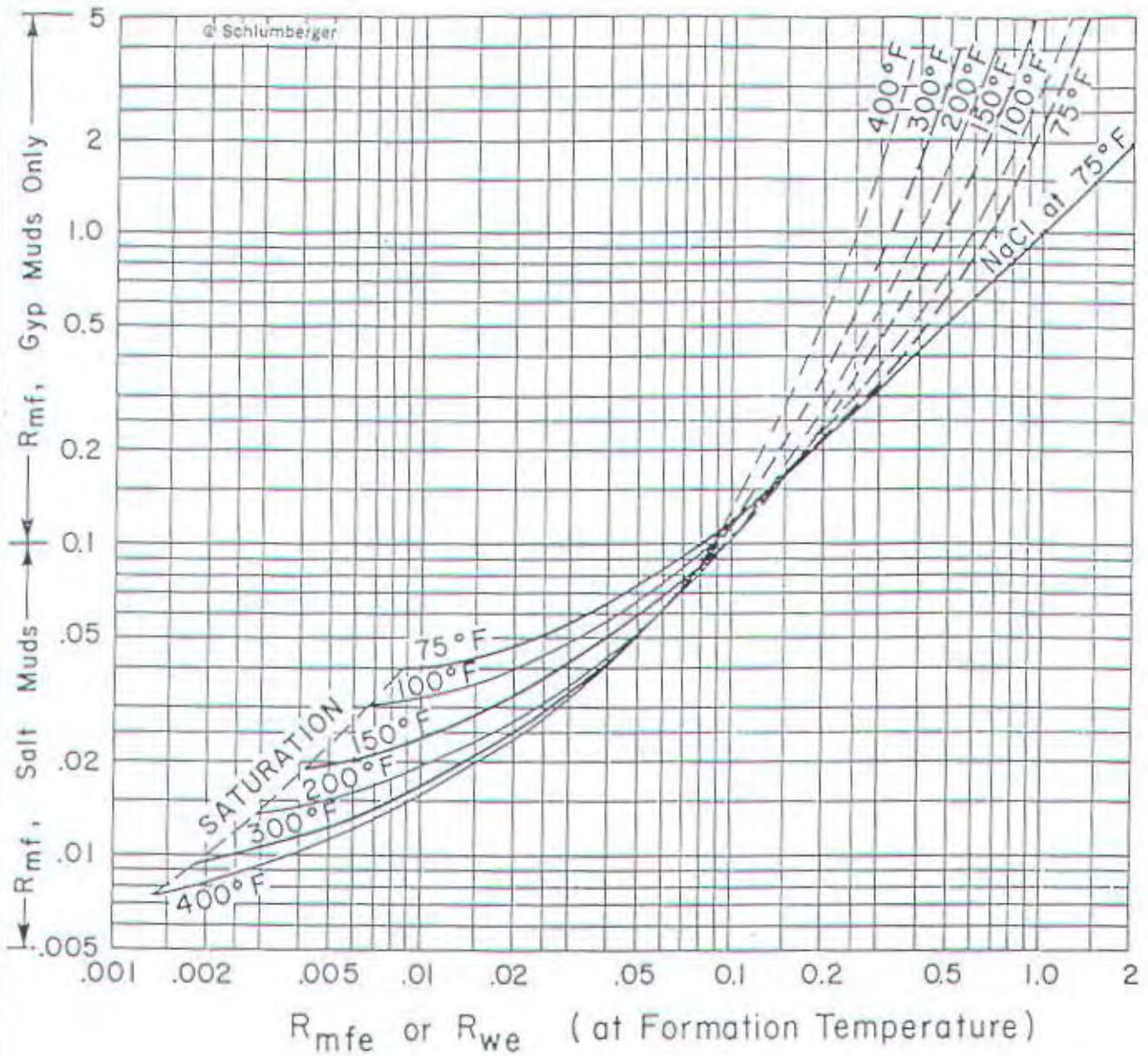
DAFTAR PUSTAKA

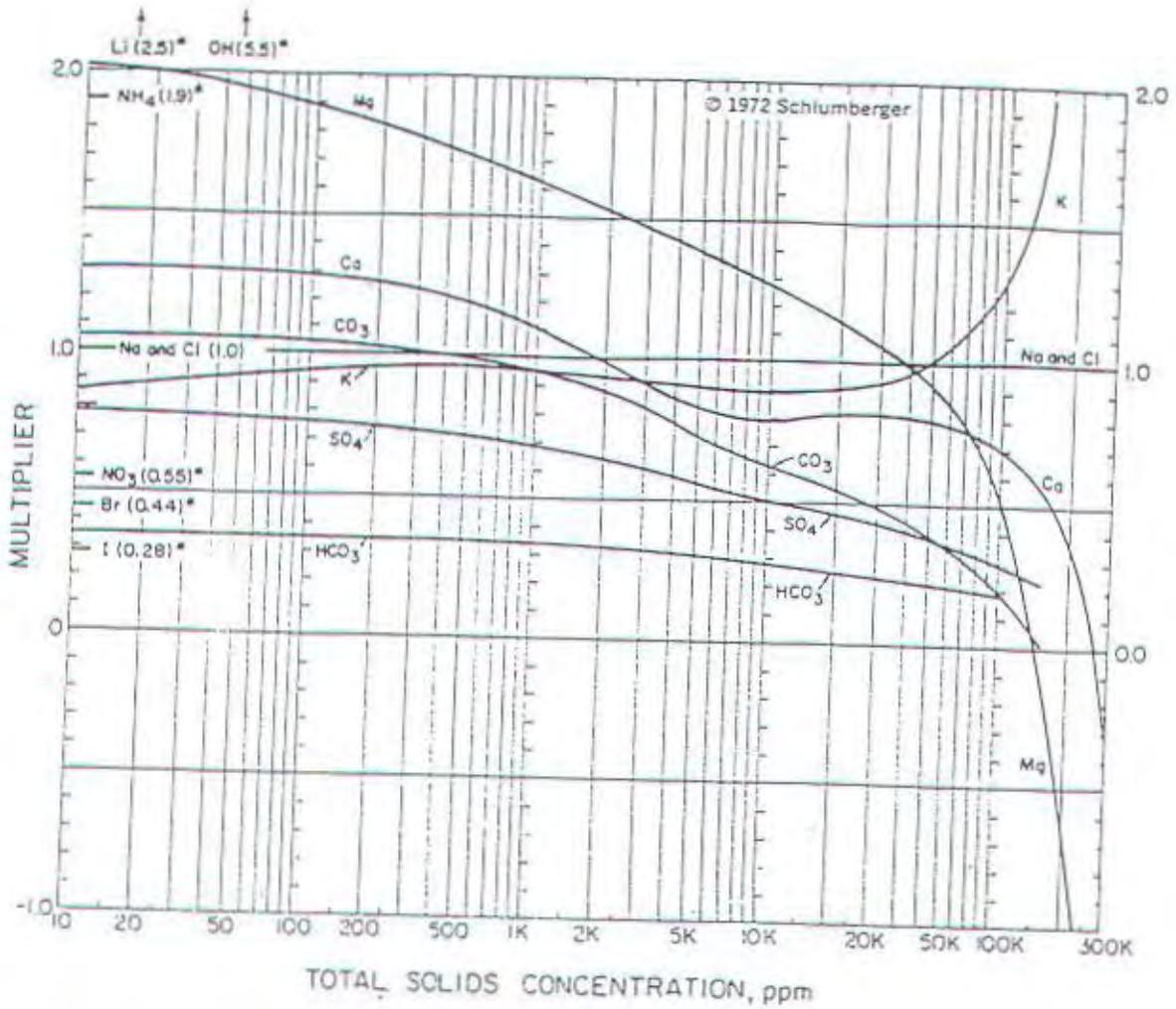
## DAFTAR PUSTAKA

- Dewan, John T., Essential of modern open-hole log interpretation, PennWell Publishing company, 1983.
- Halliburton, Seminario De Registros Electricos E Interpretacion Basica, Ancon, 1997.
- Harsono, Adi, Pengantar Evaluasi Log, Schlumberger Data Services, Jakarta, 1993.
- Haryoko, Riwayat, Dasar Interpretasi Log, Pedoman Praktis, Yogyakarta, 1983.
- Hutapea, Oscar M., The Semoga – Kaji Discoveries, Preceding of the 26<sup>th</sup> Annual Convention, IPA, Jakarta, 1998.
- Hendrajana, Jana, Interpretasi Data Well Logging Sumur Terbuka Dengan Metode Interpretasi Schlumberger Menggunakan Elemental Log Analysis, Tugas Akhir Sarjana, Jurusan Fisika, ITS, 1997.
- Industries, Gearhart, Basic Log Analysis Seminar, Texas, 1981.
- Koesoemadinata, Geologi Cekungan Sumatra Selatan, 1980.
- Pirson, Sylvain J., For Oil and Gas Formation Evaluation, Petroleum Engineering Department The University of Texas, 1963.
- Schlumberger, Formation Evaluation Conference, Bab III, 1986.
- Schlumberger, Litho Density Tool Interpretation, 1982.
- Schlumberger, Log Interpretation Volume I – Principles, 1972.
- Schlumberger, Log Interpretation Volume II – Applications, 1974.
- Schlumberger Educational Services, Log Interpretation Charts, Houston, 1989.



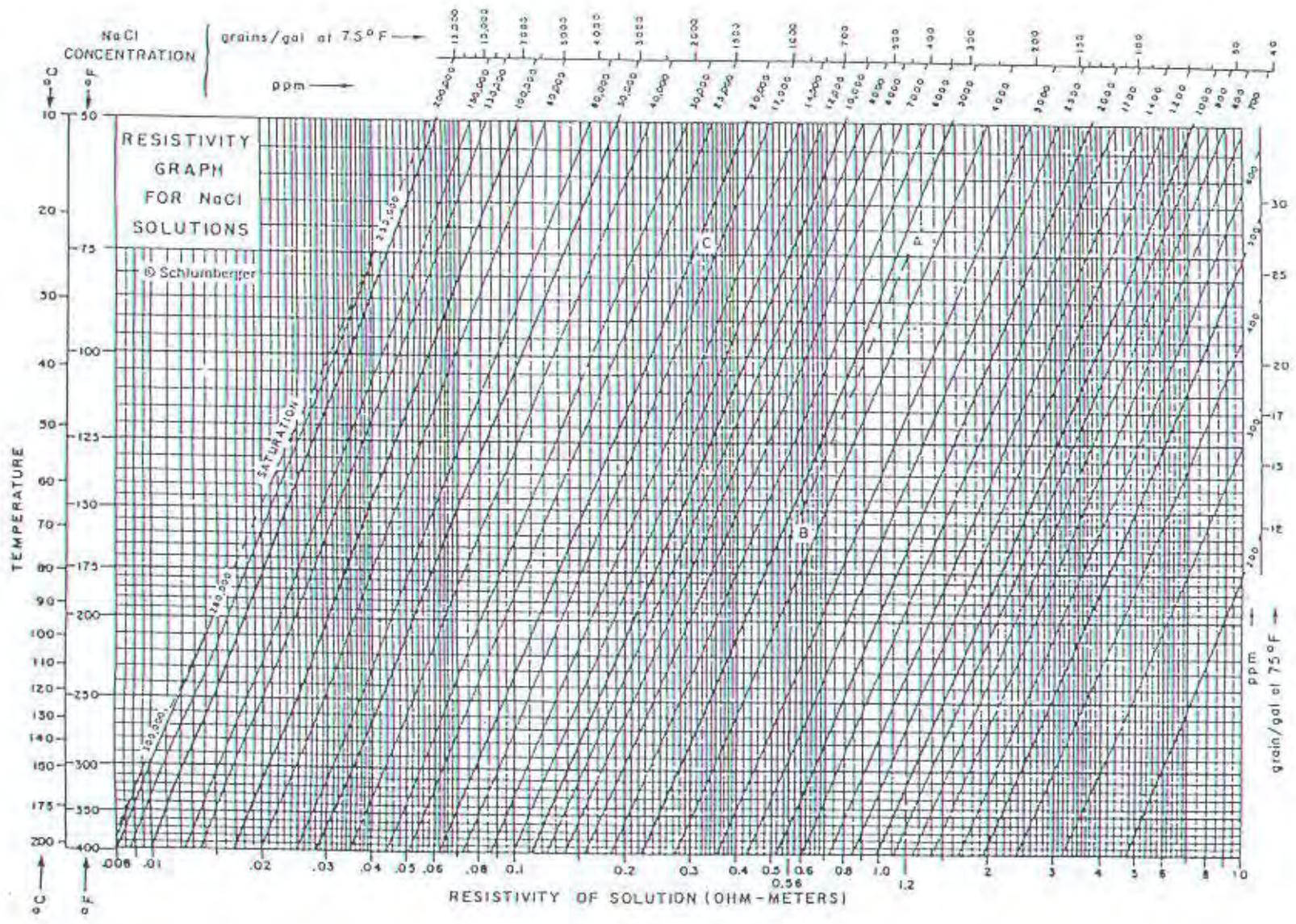
LAMPIRAN

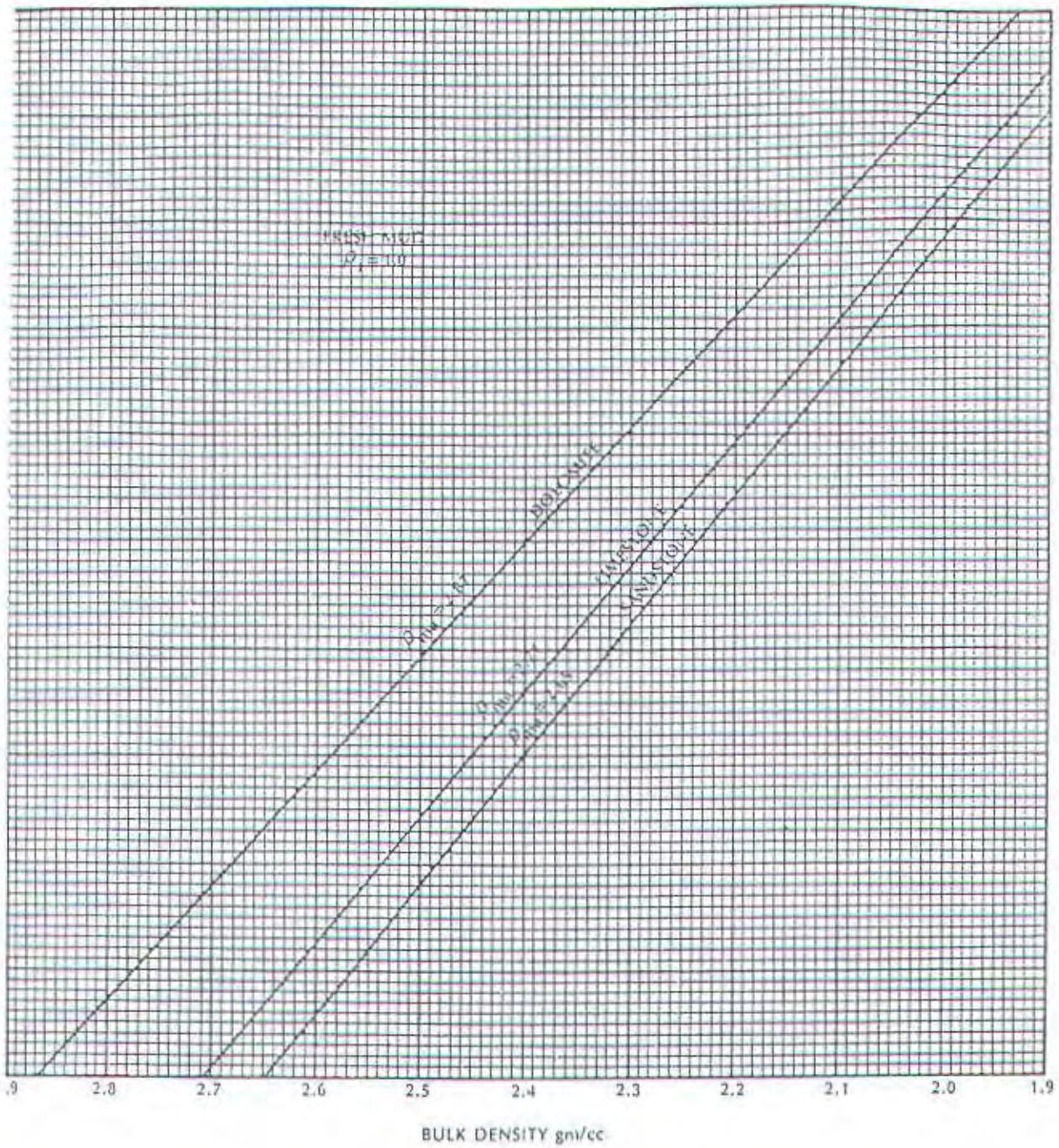




Resistivitas Larutan NaCl

Gen 9





(Formasi Bersih)

