



PETROFISIKA

Edisi Pertama

Eko Prastio, ST, MT

PETROFISIKA

Editor:

Eko Prastio, ST, MT

Abdullah Rizky Agusman, ST, MT



Ubhara Jaya Press 2021

Petrofisika

Copyright © Fakultas Ilmu Komunikasi

Ubhara Jaya, 2021

Ukuran buku 14,8 x 21 cm

Editor:

Eko Prastio, ST, MT

Abdullah Rizky Agusman, ST, MT

Desain Sampul: Egy Permana

Layout: Egy Permana

Diterbitkan atas kerja sama Ubhara Jaya Press dengan Fakultas
Ilmu Komunikasi Universitas Bhayangkara Jakarta Raya

ISBN: 978-623-6331-11-8

Penerbit UBHARA JAYA PRESS

Jalan Raya Perjuangan, Marga Mulya

Bekasi Utara, Jawa Barat 17121

Tel: (021) 88955882, 88955883

Email: penerbit-ubj@ubharajaya.ac.id

Cetakan Pertama, Oktober 2021

Hak cipta dilindungi Undang-Undang

Dilarang memperbanyak sebagian atau seluruh isi buku ini
tanpa izin tertulis dari penerbit.

Kata Pengantar

Puja dan puji syukur saya haturkan kepada Allah *Subhanahu Wata'ala* yang telah memberikan banyak nikmat, taufik dan hidayah. Sehingga saya dapat menyelesaikan Buku yang berjudul "Petrofisika" dengan baik tanpa ada halangan yang berarti.

Buku ini telah saya selesaikan dengan maksimal berkat kerjasama dan bantuan dari berbagai pihak Universitas Bhayangkara Jakarta Raya. Oleh karena itu saya selaku Dosen tetap Perminyakan Universitas Bhayangkara Jakarta Raya sampaikan banyak terima kasih kepada segenap pihak yang telah berkontribusi secara maksimal dalam penyelesaian makalah ini.

Diluar itu, penulis sebagai manusia biasa menyadari sepenuhnya bahwa masih banyak kekurangan dalam penulisan makalah ini, baik dari segi tata bahasa, susunan kalimat maupun isi. Oleh sebab itu dengan segala kerendahan hati, saya selaku penyusun menerima segala kritik dan saran yang membangun dari pembaca.

Buku ini ditulis untuk mereka yang mempelajari geologi atau teknik perminyakan, yang bagi mereka peran petrofisika dapat menjadi karir yang menguntungkan. Buku pegangan ini akan sama-sama berguna bagi mahasiswa dan praktisi ilmu lingkungan dan hidrogeologi, di mana pemahaman tentang aliran air tanah merupakan bagian penting. Buku ini dapat memuat subtitle 'dari Archie ke anisotropi' dan memasukkan semua ide dasar yang ditangkap di halaman-halamannya.

Ada juga banyak perusahaan jasa yang menyediakan layanan wireline dan/atau LWD mulai dari akuisisi, pemrosesan hingga interpretasi. Perusahaan internasional terbesar adalah Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger dan Weatherford, dan semuanya menyediakan layanan yang digunakan dalam evaluasi reservoir, ada banyak perusahaan kecil dan lokal lainnya yang menyediakan layanan serupa. Sepanjang buku ini saya telah berusaha untuk tidak bias terhadap satu perusahaan atau lainnya. Namun, ini tidak selalu mudah karena beberapa produk atau alat menjadi terkait dengan satu atau perusahaan lain

Jakarta, 22 Oktober 2021

Penulis

Daftar isi

<i>Editor:</i>	<i>i</i>
Petrofisika	<i>i</i>
Copyright © Fakultas Ilmu Komunikasi.....	<i>i</i>
ISBN: 978-623-6331-11-8.....	<i>ii</i>
<i>Kata Pengantar</i>	<i>i</i>
<i>Daftar isi</i>	<i>ii</i>
<i>Daftar Gambar</i>	<i>iv</i>
<i>Daftar Tabel</i>	<i>viii</i>
1. Pendahuluan	1
1.1 DASAR.....	4
1.2 Hasil.....	18
1.3 Kesimpulan	20
2. Akuisisi Data	22
2.1 Data Pemboran	22
2.2 Analisa Coring dan Core	24
2.3 Analisa Wireline Logging	27
2.4 Data Pengetesan Produksi Sumur.....	34
2.5 Lingkungan Lubang Bor	34
2.6 Kesimpulan	39
3. Properti Fluida dan Batuan	40
3.1 Properti Batuan	41
3.2 Litologi	45
3.3 Porositi	53
3.4 Saturasi Air.....	66
3.5 Permeabiliti	78
3.6 Kesimpulan	83
4. Karakteristik Respon Log	85
4.1 Karakteristik Respon Shale	85
4.2 Karakteristik Matrik.....	93
4.3 Karakteristik Fluida.....	94

4.4	Karakteristik Hydrokarbon.....	95
4.5	Koreksi Shale	95
4.6	Kesimpulan.....	96
5.	<i>Evaluasi dari Litologi, Porositi dan Saturasi Air.....</i>	97
5.1	Evaluasi dari Litologi	97
5.2	Evaluasi dari Porositi	108
5.3	Evaluasi dari Resistiviti Air	112
5.4	Estimasi dari Saturasi Air	118
5.5	Kesimpulan.....	123
	<i>Daftar Pustaka</i>	124

Daftar Gambar

Gambar 1. 1 Evaluasi petrofisika: Skema yang menunjukkan sumber data utama, produk, dan hasil dari evaluasi petrofisika terintegrasi.....	4
Gambar 1. 2 Pengukuran kedalaman: terminologi yang digunakan untuk menggambarkan tahapan dan geometri jalur sumur yang dirancang untuk mencapai sejumlah tujuan geologis....	6
Gambar 1. 3 Plot QFL: plot terner litologi standar berdasarkan proporsi kuarsa, feldspar dan fragmen batuan di batu pasir.....	10
Gambar 1. 4 Jenis pori karbonat: klasifikasi batuan karbonat menjadi tipe pori intergranular dan vuggy; perbandingan skema klasifikasi alternatif.....	11
Gambar 1. 5 Fisika reservoir: representasi distribusi fluida dalam reservoir minyak berdasarkan hubungan antara saturasi air, tekanan kapiler dan datum ketinggian air bebas.....	13
Gambar 1. 6 a) Porositas: hubungan antara volume ruang pori dan volume total batuan merupakan fungsi dari ukuran butir, sortasi dan pengemasan pada saat pengendapan. Proses pasca pengendapan seperti pemadatan dan diagenesis dapat mengubah hubungan aslinya. (b) Saturasi air: proporsi total volume pori reservoir yang diisi air: volume pori yang tersisa diisi dengan minyak atau gas, belum tentu gas hidrokarbon. (c) Permeabilitas: kemampuan reservoir untuk mengalirkan fluida melalui jaringan pori yang saling berhubungan.....	14
Gambar 1. 7 Tekanan kapiler (P_c) dan keterbasahan: (a) representasi tabung kapiler berisi cairan dan hubungan antara tekanan daya apung yang dihasilkan antara dua cairan yang tidak bercampur; (b) perbedaan antara cairan yang membasahi dan tidak membasahi sebagai fungsi dari tegangan permukaan dan sudut kontak.....	17
Gambar 1. 8 Bersih ke kotor: terminologi yang digunakan untuk menggambarkan proporsi reservoir minyak atau gas dalam hal ketebalan interval yang berbeda.....	18
Gambar 1. 9 Volume HIIP: skema untuk menunjukkan perhitungan volume hidrokarbon di tempat dalam reservoir minyak atau gas; untuk memperkirakan sumber daya potensial perlu diterapkan faktor konversi yang sesuai dari volume reservoir ke volume permukaan, faktor volume formasi.....	19
Gambar 2. 1 Contoh mudlog yang menunjukkan laju penetrasi dan parameter pemboran di kolom pertama, persentase cutting dan kedalaman di kolom 2 dan 3, total gas di kolom 4 dan eksponen pemboran yang berhubungan dengan tekanan formasi di kolom 5.....	23
Gambar 2. 2 Diagram skema dari rakitan coring dan laras sebelum pengambilan.....	26
Gambar 2. 3 Diagram skema dari pengaturan tipikal untuk menjalankan log wireline. Unit logging, baik truk atau Portakabin lepas pantai, berisi kontrol permukaan dan peralatan perekaman data. Penyiapan dapat memakan waktu beberapa jam setelah drillstring diambil.....	28
Gambar 2. 4 Gradien tekanan yang diharapkan di bawah permukaan saat sumur dibor. Tekanan formasi umumnya terletak antara gradien hidrostatik dan litostatik.....	35

Gambar 2. 5 Representasi zona invasi di sekitar lubang bor vertikal dan profil resistivitas yang dihasilkan.....	36
Gambar 2. 6 Pengaruh waktu dan permeabilitas pada profil invasi lumpur pengeboran Resistivitas lubang bor dan cairan reservoir bervariasi dengan suhu; oleh karena itu perlu dicatat suhu permukaan rata-rata dan suhu lubang dasar (BHT) sumur untuk menghitung gradien suhu yang dapat digunakan untuk kalibrasi pengukuran. Gradien panas bumi adalah ukuran laju kenaikan suhu dengan kedalaman dan dapat bergantung pada konduktivitas termal batuan dan tingkat aktivitas tektonik/vulkanik di cekungan; gradien tipikal adalah 1 °F per 70 kaki (25 °C/km) (Gambar 2.7). Serpih, isolator termal, memiliki gradien yang besar, sedangkan garam menghantarkan panas secara efisien dan memiliki gradien yang lebih kecil.....	37
Gambar 2. 7 Gradien panas bumi yang berbeda menunjukkan peningkatan suhu dengan kedalaman, dengan zona suhu khas ladang minyak yang ditunjukkan.	38
Gambar 3. 1 Volume dasar representatif (REV) dan skala penyelidikan dan pengukuran dalam media heterogen dan homogen.	40
Gambar 3. 2 a) Dampak ukuran butir, pemilahan dan pengepakan pada porositas pada batuan klastik tipikal. (b) Estimasi visual tipikal derajat pemilahan pada batupasir.	42
Gambar 3. 3 Contoh potongan tipis petrografi dan gambar SEM: porositas diwarnai biru.	44
Gambar 3. 4 Log SP (potensial spontan), yang paling sederhana dari semua pengukuran listrik yang dilakukan di lubang bor.....	47
Gambar 3. 5 Gamma ray logging measurements of both the normal and spectral gamma tools.	50
Gambar 3. 6 Khas gamma ray atau SP log profil dan istilah deskriptif yang digunakan sejak 1950-an untuk menyimpulkan lingkungan pengendapan.	52
Gambar 3. 7 Jenis porositas terlihat di bagian tipis dan rentang porositas tipikal yang ditemukan di reservoir potensial yang berbeda.....	54
Gambar 3. 8 Alat sonik kompensasi lubang bor: mode operasi, aplikasi, dan tampilan tipikal. Alat pemindaian sonik modern mampu memberikan karakterisasi akustik 3D dari formasi untuk fisika batuan dan interpretasi geomekanis. Beberapa pemancar monopole dan dipol menghasilkan bentuk gelombang kompresi, geser dan Stoneley (tabung), yang, setelah diproses, memberikan nilai kelambatan yang akurat yang memberikan informasi untuk penyelesaian sumur dan studi stabilitas lubang bor. Alat-alat ini dapat dijalankan di lubang bor terbuka atau tertutup dan dapat memberikan informasi tentang anisotropi geomekanik di reservoir.	58
Gambar 3. 9 Alat kepadatan formasi: mode operasi, aplikasi, dan tampilan tipikal.....	60
Gambar 3. 10 Alat porositas neutron terkompensasi: mode operasi, aplikasi, dan tampilan tipikal.	63
Gambar 3. 11 Alat resonansi magnetik nuklir: prinsip operasi dan tampilan tipikal.....	65
Gambar 3. 12 (a) Kurva tekanan kapiler mewakili pengaruh distribusi ukuran pori yang berbeda pada saturasi fluida. (b) Dampak keterbasahan pada distribusi kejenuhan dengan ketinggian di atas permukaan air bebas.	68
Gambar 3. 13 Faktor resistivitas formasi (F): prinsip estimasi dan penentuan eksperimental. Memplot hasil setiap pengukuran menentukan kemiringan m yang menghubungkan F dengan porositas, yang dikenal sebagai eksponen sementasi.....	72

Gambar 3. 14 Indeks resistivitas menghubungkan proporsi fluida jenuh dengan resistivitas fluida non-konduktif.....	73
Gambar 3. 15 Respon log resistivitas batupasir dengan porositas konstan bervariasi dengan resistivitas air formasi atau kandungan hidrokarbon.....	74
Gambar 3. 16 Alat resistivitas yang berbeda: laterolog dan log induksi; mode operasi, aplikasi dan tampilan khas.	77
Gambar 3. 17 Metode eksperimental untuk menentukan aliran air melalui paket pasir yang menciptakan kembali eksperimen Darcy yang asli.....	78
Gambar 3. 18 Contoh plot silang porositas-permeabilitas dengan hubungan linier tunggal y-on-x dijelaskan. Distribusi data menunjukkan bahwa lebih dari satu litofasies dapat dikelompokkan bersama: cobalah untuk mempartisi data untuk mencerminkan geologi.....	81
Gambar 4. 1 Representasi skema dari dampak jenis lempung yang berbeda pada permeabilitas dalam reservoir klastik.	86
Gambar 4. 2 (a) Jenis tanah liat yang berbeda berdasarkan klasifikasi Thomas–Stieber; (b) contoh lempung yang berbeda di bawah SEM; contoh pelapisan pori dan pelapisan butir terlihat.	89
Gambar 4. 3 Histogram respon sinar gamma dalam sumur menunjukkan distribusi bimodal yang mencerminkan dua populasi batupasir dan serpih. Tampilan ini dapat digunakan untuk mengidentifikasi pasir bersih dan respon serpih untuk perhitungan volume serpih.	92
Gambar 4. 4 Plot silang densitas neutron diskalakan untuk mengidentifikasi batupasir, serpih, dan titik fluida dari sekuens berisi air yang saling bersilangan.	94
Gambar 5. 1 Penentuan litologi yang disederhanakan dari log gamma, densitas neutron, dan PEF.	98
Gambar 5. 2 Mengidentifikasi titik belok dari rangkaian log wireline untuk menentukan batas tempat tidur.	100
Gambar 5. 3 Contoh plot litologi M–N, di mana M mewakili hubungan yang dinormalisasi dari sonic dan bulk density dan N mewakili hubungan yang dinormalisasi antara bulk density dan porositas neutron. Plot ini digunakan untuk mengidentifikasi mineral dan litologi yang berbeda	102
Gambar 5. 4 Contoh petak silang densitas neutron dan hamparan interpretasi untuk versi dan pemasok alat yang sesuai. Cross-plot digunakan untuk memperkirakan porositas untuk litologi tertentu.	104
Gambar 5. 5 Contoh berbagai jenis plot sebar yang digunakan untuk menetapkan titik serpih yang relevan dan respons alat untuk litologi yang berbeda. (a) Sonic versus gamma ray scatter plot yang digunakan untuk memperkirakan respons sonik terhadap pasir dan serpih (b) Perbandingan respon pasir dan serpih terhadap kepadatan sonik dan curah; kehadiran batubara juga dipilih. (c) Plot hamburan sonik mentah terhadap porositas neutron digunakan untuk membandingkan variasi respon litologi.	106
Gambar 5. 6 Analisis log memberikan porositas total termasuk yang terkait dengan air yang terikat tanah liat. Analisis inti juga dapat memberikan porositas total tergantung pada metode pembersihan dan pengeringan yang diterapkan. Untuk perhitungan volumetrik kita membutuhkan sifat yang efektif	112

Gambar 5. 7 Contoh cross-plot alat pembacaan resistivitas dalam dan dangkal yang digunakan untuk menentukan resistivitas air formasi ketika resistivitas filtrat lumpur diketahui. Kemiringan garis memberikan R_w115

Gambar 5. 8 Contoh plot Pickett yang digunakan untuk menentukan nilai resistivitas air formasi ketika parameter Archie a , m dan n diketahui.117

Gambar 5. 9 Diagram proses yang digunakan untuk menghitung saturasi air menggunakan persamaan Archie untuk pasir bersih.....119

Gambar 5. 10 Model air terikat lempung dan distribusi kation yang dapat dipertukarkan pada permukaan lempung; semakin besar jumlah kation yang dapat ditukar, semakin besar KTK dan semakin besar konduktansi permukaan lempung.....122

Daftar Tabel

Tabel 1. 1 Perbandingan berbagai sistem satuan pengukuran.....	7
Tabel 1. 2 Singkatan umum dan akronim tiga huruf.	7
Tabel 1. 3 Rentang permeabilitas untuk deskripsi kualitatif permeabilitas yang berbeda	15
Tabel 2. 1 Alat dan akronim logging wireline umum.	29
Tabel 2. 2 Kedalaman investigasi alat logging dan resolusi vertikal.	31
Tabel 2. 3 Skala, unit, dan rentang log wireline standar.	32
Tabel 2. 4 Aplikasi dan batasan alat logging.	33
Tabel 3. 1 Respons GR tipikal terlihat pada batuan dan mineral yang umum terjadi.	52
Tabel 3. 2 Kecepatan sonik dan waktu transit interval untuk jenis matriks yang berbeda.	56
Tabel 3. 3 Kepadatan matriks dan nilai efek fotolistrik untuk litologi umum.....	61
Tabel 4. 1 Jenis tanah liat yang umum dan karakteristiknya.....	87
Tabel 5. 1 Nilai-nilai khas dari log determinan litologi utama.....	107
Tabel 5. 2 Rentang log diskriminan dari fasies laut dangkal.....	107

1. Pendahuluan

Petrofisika, sebagaimana dipahami dalam industri minyak dan gas, adalah karakterisasi dan interaksi sifat batuan dan fluida reservoir dan non-reservoir:

1. menentukan sifat jaringan ruang pori yang saling berhubungan – porositas;
2. distribusi minyak, air dan gas dalam ruang pori – saturasi air; dan
3. potensi fluida mengalir melalui jaringan – permeabilitas.

Interpretasi petrofisika merupakan dasar dari sebagian besar pekerjaan di bawah permukaan yang dilakukan oleh ahli geologi, ahli geofisika insinyur reservoir dan pengebor. Untuk mengkarakterisasi di bawah permukaan berhasil diperlukan sampel fisik, listrik, kimia, nuklir dan pengukuran magnetik dilakukan melalui permukaan logging, coring, pengeboran dan alat wireline (sonde). Istilah seperti 'evaluasi formasi' dan 'analisis log' sering digunakan untuk menangkap pada bagian tertentu dari alur kerja petrofisika. 'Fisika batuan', yang terdengar seolah-olah mirip, biasanya digunakan untuk mempelajari sifat seismik reservoir; konsep serupa berlaku tetapi pada skala yang lebih besar.

Evaluasi, analisis, dan interpretasi data petrofisika ini merupakan seni dan juga sains, karena memerlukan pemahaman tentang geologi, kimia, fisika, elektronik, mekanika, dan teknologi pengeboran. Paling sederhana, petrofisika menentukan porositas dan saturasi air reservoir, kemudian memperkirakan permeabilitas batuan dan mobilitas cairan di tempat. Interpretasinya tergantung pada litologi batuan yang dievaluasi, karena batupasir, batugamping, serpih, dan batuan potensial lainnya yang mengandung hidrokarbon, semuanya memiliki karakteristik yang berbeda. Teknik akuisisi dan interpretasi yang diterapkan dalam evaluasi formasi telah dikembangkan selama abad terakhir terutama oleh industri minyak dan gas, tetapi prinsip-prinsipnya sama-sama relevan dalam pertambangan batubara, hidrogeologi dan ilmu lingkungan. Jenis data yang diperoleh bersifat umum dan dapat digunakan dalam sejumlah cara analitis yang berbeda; memang, karena daya komputasi dan mikroelektronika telah berkembang selama 30 tahun terakhir, lebih banyak data beresolusi tinggi dapat dikumpulkan dan digunakan untuk interpretasi yang lebih rinci. Namun, pengukuran dapat dipengaruhi oleh sejumlah variabel,

termasuk lingkungan lubang bor; diameter lubang bor, temperatur, tekanan dan fluida pemboran, semuanya mempengaruhi kualitas dan jenis data yang diperoleh. Batuan reservoir dan cairan di dalamnya selanjutnya dapat mempengaruhi kualitas dan interpretasi data yang baik tergantung pada bagaimana Anda melihatnya. Buku ini dapat dibagi menjadi dua bagian: pertama akuisisi data dan kedua interpretasi, aplikasi dan alur kerja.

Bab 1 pendahuluan ini mengulas dasar-dasar petrofisika, termasuk topik yang membahas tentang unit pengukuran, litologi reservoir, pengukuran dasar dan bagaimana hasilnya dapat digunakan serta nilai informasi dan pengelolaan data.

Bab 2 mengulas akuisisi data secara rinci, mulai dari data pengeboran hingga analisis inti dan log wireline. Penulis belum mencoba memberikan gambaran rinci tentang teknologi alat wireline, karena penulis bukan ahli fisika atau insinyur elektronik; Penulis merujuk ke publikasi produsen yang sesuai. Dalam lampiran saya telah mencoba mengumpulkan informasi alat dasar, tetapi penulis akan mengarahkan ke edisi ketiga *The Interpretation Geological of Well Logs* (Rider and Kennedy, 2011) untuk deskripsi lengkap dan diskusi tentang berbagai alat logging yang tersedia.

Bab 3 membahas sifat batuan dan fluida apa yang mengontrol porositas, saturasi air dan permeabilitas dalam reservoir. Setiap properti didefinisikan dan dijelaskan bagaimana pengukuran dilakukan, dengan diskusi tentang ketidakpastian.

Bab 4 melihat respon karakteristik log yang berbeda untuk batuan reservoir dan cairan dan bagaimana data dapat digunakan dalam analisis log. Respon terhadap serpih dan matriks dan sifat fluida sangat mendasar.

Bab 5 adalah tentang evaluasi porositas dan resistivitas air formasi dan estimasi saturasi air.

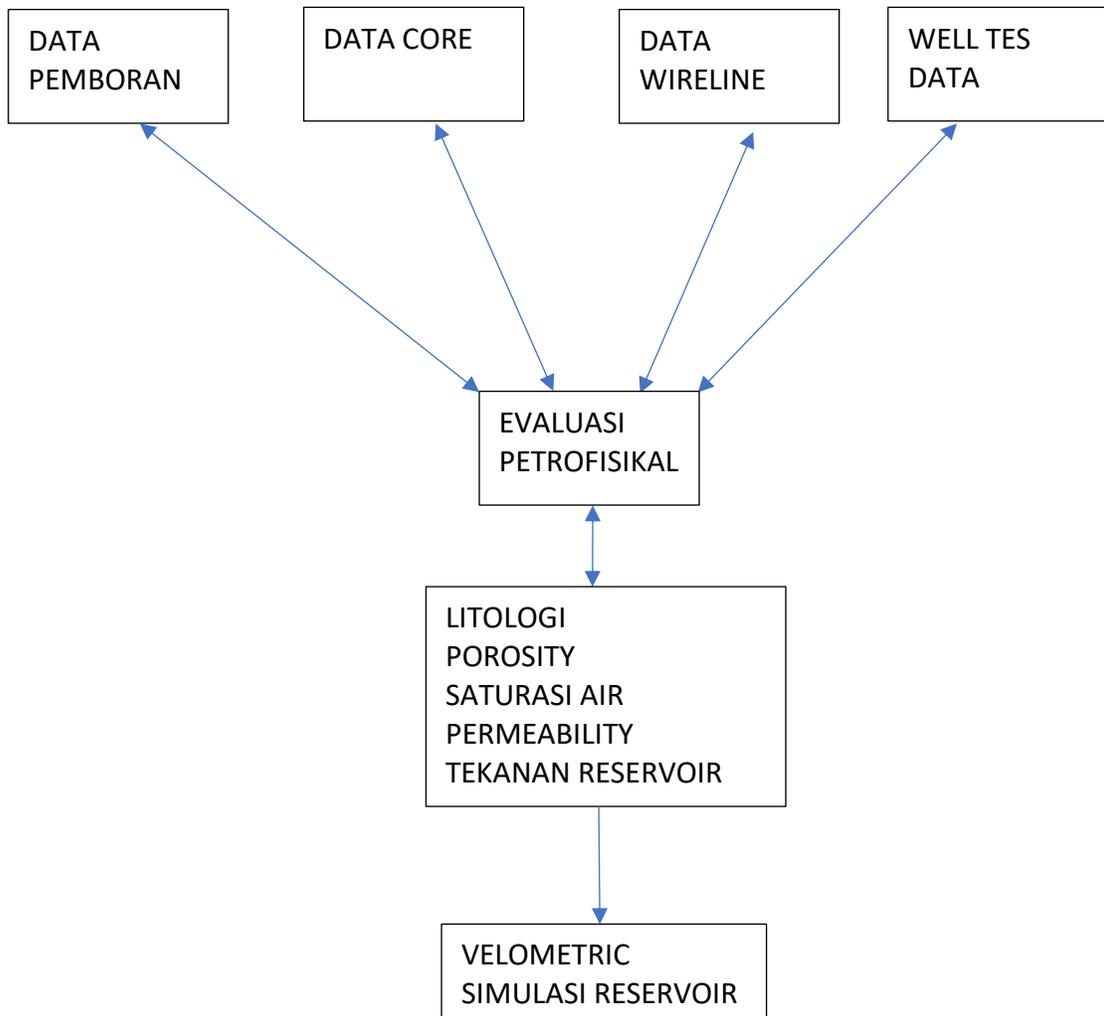
Salah satu hasil dari analisis petrofisika membentuk dasar estimasi cairan di tempat, di mana, bersama dengan volume batuan kotor reservoir, keputusan investasi besar dibuat oleh perusahaan minyak dan gas. Kualitas interpretasi akan berubah seiring waktu karena sumur baru dan data baru dikumpulkan, maka diperlukan konsistensi dalam pendekatan setiap saat.

Salah satu aspek yang tidak boleh dilupakan adalah bahwa sebagian besar pengukuran yang dilakukan adalah untuk properti nyata yang kami coba evaluasi: porositas tidak pernah benar-benar diukur tetapi diinterpretasikan dari densitas atau log neutron; saturasi air diinterpretasikan dari pengukuran resistivitas, tergantung pada analisis yang mengetahui beberapa sifat dasar fluida formasi. Oleh karena itu, seorang ahli petrofisika harus menjadi ilmuwan umum dengan numerik yang kuat untuk dapat memotong metode analisis yang kompleks dan ketidakpastian yang

melekat dalam proses evaluasi reservoir; di atas segalanya, seorang ahli petrofisika harus imajinatif dan teliti dalam analisis mereka dan fleksibel dalam sikap mereka terhadap interpretasi yang akan berubah dari waktu ke waktu baik melalui data tambahan atau wawasan yang lebih besar.

Di luar estimasi volumetrik, petrofisika adalah inti dari banyak disiplin ilmu bawah permukaan lainnya: ahli geofisika bergantung pada log yang diedit dan dikalibrasi dengan benar untuk konversi kedalaman dan analisis properti batuan, ahli geologi juga mengkorelasi sumur, pemodelan reservoir dan estimasi kontak fluida, dan insinyur Perminyakan dapat penyelesaian sumur dan prediksi tekanan dan sebagai masukan untuk simulasi dinamis. Bagaimana Anda mendekati kumpulan data petrofisika akan sering bergantung pada tujuan penelitian: analisis log sumur tunggal tanpa data inti memerlukan alur kerja yang sangat berbeda dengan yang diadopsi untuk tinjauan petrofisika lapangan penuh.

Petrofisika bukan hanya analisis log – ini adalah analisis log dalam konteks atau kerangka geologi, didukung oleh data kalibrasi yang memadai, termasuk sedimentologi, analisis inti dan data dinamis dari pengukuran tekanan dan uji sumur (Gambar 1.1). Log tidak mengukur porositas, permeabilitas atau saturasi air; mereka melakukan pengukuran kecepatan akustik, konduktivitas listrik dan berbagai hubungan nuklir antara batu dan cairan untuk memungkinkan program komputer memproses dan menafsirkan hasilnya. Peran petrofisika adalah untuk memvalidasi dan mengatur data input dan untuk memahami dan mengkalibrasi hasilnya. Agak kasar, Anda mungkin berkata, tetapi berapa banyak ahli petrofisika yang melakukan pekerjaan itu tanpa menggunakan perangkat lunak analisis log dan berapa banyak yang mengintegrasikan analisis dengan interpretasi geologi?



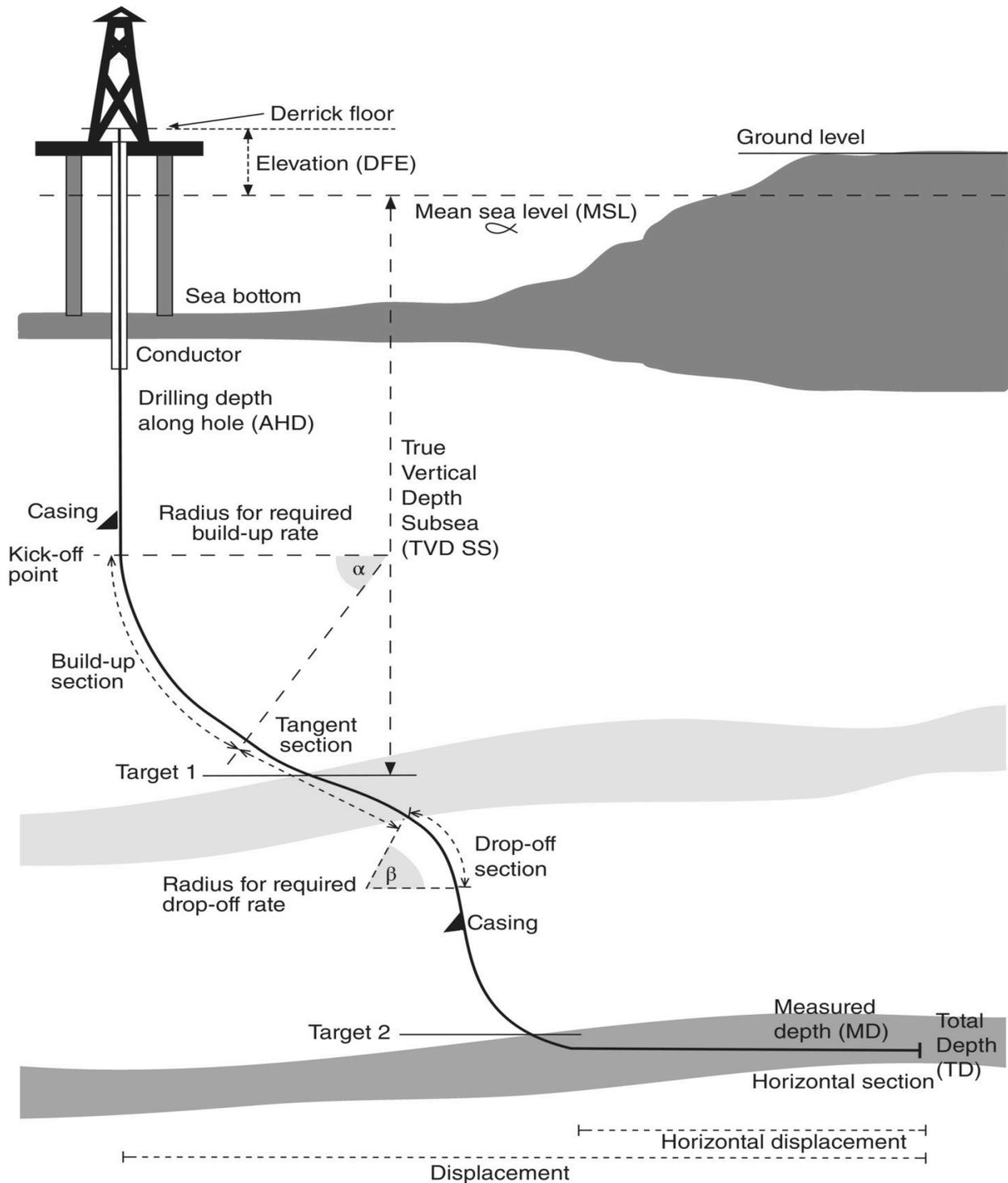
Gambar 1. 1 Evaluasi petrofisika: Skema yang menunjukkan sumber data utama, produk, dan hasil dari evaluasi petrofisika terintegrasi

1.1 DASAR

Ada baiknya melihat konteks di mana buku ini berada sebelum menyelam ke detailnya. Meskipun tidak berusaha menjadi primer dalam geologi, fisika atau kimia, kita akan menyentuh disiplin ilmu ini saat kita maju, jadi penulis akan mencoba untuk mengatur adegan dan membiarkan pembaca menggali lebih dalam materi pelajaran yang menarik dari referensi. Namun, patut dipertimbangkan bahwa kedua sumber data utama kami, wireline/LWD (logging saat pengeboran) dan data inti, menghadirkan tantangan dalam hal pengambilan sampel, kualitas

data, dan integrasi. Pengukuran log, meskipun dibuat di tempat, selalu tidak langsung; kita jarang mengukur properti batuan yang sebenarnya, hanya satu yang disimpulkan dari responsnya terhadap input fisik: pengukuran inti secara umum secara langsung tetapi bersifat ex situ. Bukan maksud penulis untuk menjelaskan secara rinci fisika alat di balik pengukuran logging, karena ada banyak buku lain yang membahas bagian penting dari teknologi ini; melainkan, buku pegangan ini dirancang untuk pengguna data untuk mengevaluasi nilai komersial potensial dari reservoir hidrokarbon.

Semua pengukuran log yang dibuat berasal dari satu atau lebih penetrasi reservoir yang dibuat dengan mata bor biasanya berdiameter antara 6 dan 12½ inci, dipasang pada tali bor yang panjangnya sering beberapa ribu kaki atau meter; kami menggunakan penetrasi ini untuk menyimpulkan sifat reservoir yang berjarak puluhan hingga ribuan meter dari lubang bor (Gambar 1.2). Lingkungan lubang bor di kedalaman tidak bersahabat; bisa cukup panas untuk memanggng elektronik sensitif di alat atau berada pada tekanan yang mengakibatkan lumpur pengeboran dipaksa masuk ke dinding lubang bor (invasi) sedemikian rupa sehingga semua alat ukur adalah cairan buatan yang terdiri dari mineral dan bahan kimia, yang membuat hasil tidak valid atau paling meragukan. Bahkan pengukuran inti dilakukan pada bahan yang telah mengalami perubahan fisik sejak dipotong; tanpa penanganan yang hati-hati, perubahan tekanan pembatas dari reservoir ke kondisi laboratorium akan mempengaruhi volume pori dan cairan di tempat dan bahkan koreksi pengukuran biasanya diperlukan untuk mengkalibrasi hasilnya.



Gambar 1. 2 Pengukuran kedalaman: terminologi yang digunakan untuk menggambarkan tahapan dan geometri jalur sumur yang dirancang untuk mencapai sejumlah tujuan geologis.

1.1.1 UNIT DAN SINGKATAN

Industri minyak dan gas dapat tampak sangat membingungkan bagi ilmuwan modern yang dibesarkan di dunia unit Sistem Internasional (SI), karena pada umumnya industri menggunakan sistem unit metrik campuran dan 'imperial' atau 'unit lapangan' sebagai norma.

Tabel 1. 1 Perbandingan berbagai sistem satuan pengukuran.

Measurement	SI units	Metric/imperial units	Field units	Abbreviation
Length/distance	Metre (m)	Metre/foot	Metre/foot	m/ft
Mass	Kilogram (kg)	Kilogram/pound	Pound	kg/lb
Time	Second (s)	Second	Second	s
Temperature	Kelvin (K)	Centigrade	Fahrenheit	°C/°F
Amount of substance	Mole (mol)	Mole	Parts per million	mol/ppm
Pressure	–	Pascal/bar	Pounds per square inch	Pa/bar
Volume	–	Cubic metre/barrel	Barrel	m ³ /bbl
Area	–	Hectare/acre	Acre	ha/ac

Industri ini juga merupakan rumah bagi lebih banyak singkatan dan TLA (akronim tiga huruf) daripada mungkin yang lain, selain dari profesi medis. Ada glosarium 'lengkap' sebagai lampiran; namun, yang diberikan dalam Tabel 1.2 adalah beberapa yang lebih relevan untuk digunakan dalam petrofisika.

Tabel 1. 2 Singkatan umum dan akronim tiga huruf.

Abbreviation	Meaning	Application
API	American Institute of Petroleum	Measure of gamma-ray activity; oil density
<i>a</i>	Archie exponent of tortuosity	Used in calculation of FRF and S_w
BHA	Bottom hole assembly	Drill-string from bit to top of drill collars

CAL	Calliper	Measures borehole diameter and rugosity
CPOR/CPERM	Core porosity/permeability	Core-derived porosity and permeability
DENS	Density log	Bulk density of formation from induced gamma activity
FRF	Formation resistivity factor	Core-derived resistivity of fully saturated sample
FVF	Formation volume factor	Ratio of oil volume at reservoir and surface conditions
GR/NGS	Gamma-ray log / spectral gamma log	Natural gamma radioactivity of formation
GDEN	Core grain density	Core-derived grain density of unsaturated sample
GRV	Gross rock volume	Volume of rock above a fixed datum
GIIP/STOIP	Gas/stock tank oil initially in place	Hydrocarbons in place at time of discovery
LWD/MWD	Logging/measurement while drilling	Real-time telemetry and sensor measurements
m	Archie cementation exponent	Used in calculation of FRF and Sw
MW	Mud weight	Density of drilling fluid, usually in pounds per gallon, or specific gravity
NMR	Nuclear magnetic resonance	Uses the magnetic moment of hydrogen atoms to determine porosity and pore size distribution
n	Archie saturation exponent	Used in calculation of Sw from FRF
NTG	Net-to-gross ratio	Ratio of reservoir/pay to non-reservoir
NEUT	Neutron log	Measure of total hydrogen in a formation from water- and hydrocarbon-bearing pores
Pc	Capillary pressure	Fluid pressure/buoyancy of hydrocarbon–water systems
POR/PERM	Absolute porosity/permeability	Measure of connected pores
PhiT/PhiE	Porosity total/porosity effective	Porosity of isolated and connected pores
ROP	Rate of penetration	Drilling rate in feet or metres per hour
Rw	Resistivity of formation water	Function of water salinity
Rt	Formation resistivity	True resistivity of rock plus fluids

SONIC	Sonic log	Acoustic velocity of formation
Sw	Water saturation	Volume of water in pores
Swirr	Irreducible water saturation	Volume of capillary-bound water/immoveable
Swc	Connate water	Water trapped during deposition of sediments
Vugs/vuggy	Pore type in	Usually isolated or poorly connected pores

1.1.2 CORE DAN LOG

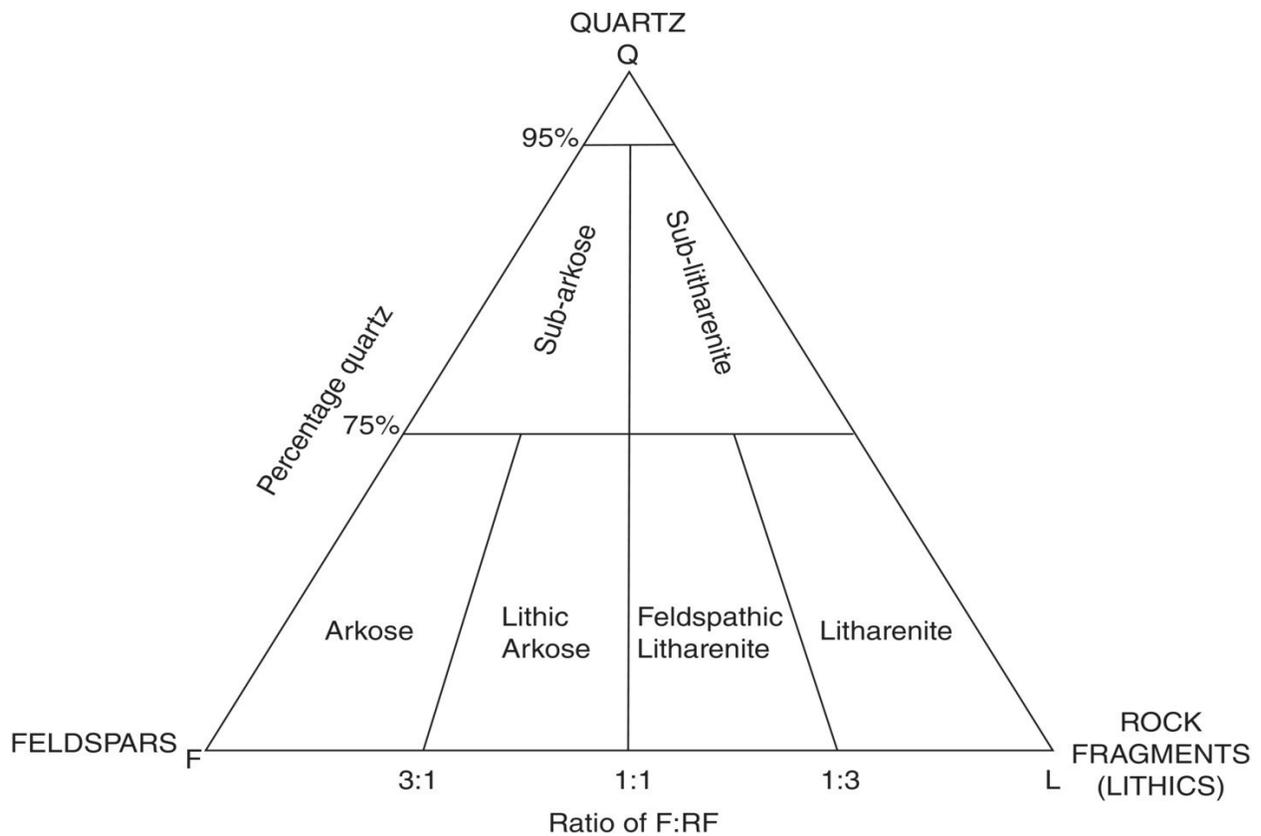
Dua sumber utama informasi reservoir yang diperoleh selama pengeboran sumur adalah inti dan log. Coring bisa menjadi proses yang mahal dan memakan waktu yang biasanya disediakan untuk bagian reservoir yang potensial. Ketika reservoir atas tercapai, ditandai dengan peningkatan pesat dalam laju pengeboran dan adanya hidrokarbon, pengeboran dihentikan dan string bor pulih dan mata bor diganti dengan barel inti. Barel inti biasanya terdiri dari pipa sepanjang 30 kaki dengan kepala coring khusus dan mekanisme pengambilan, penangkap. Sebenarnya ada laras dalam dan laras luar yang dapat berputar secara independen; laras bagian dalam adalah gudang untuk inti saat sedang dipotong. Setelah pengambilan di permukaan, inti distabilkan dan dikirim ke Lab untuk dianalisis; kadang-kadang, beberapa sampel dievaluasi di lokasi sumur, tetapi hal ini menjadi semakin jarang.

Log diperoleh saat pengeboran (LWD) dan juga di ujung lubang-bagian pada wireline. Log LWD dan wireline merupakan salah satu tipe data terpenting yang tersedia untuk geoscientist reservoir atau petrofisika karena mereka menyediakan catatan pengukuran lubang bor yang terus menerus yang dapat digunakan untuk menginterpretasikan lingkungan pengendapan suatu urutan, sifat petrofisika dan juga distribusi fluida di waduk; dengan kata lain, untuk menjawab pertanyaan apakah batuan tersebut mengandung minyak dan gas dan apakah akan mengalir? Namun, pengukuran log sangat dipengaruhi oleh sejumlah variabel, termasuk lingkungan lubang bor, batuan itu sendiri dan jenis cairan yang digunakan untuk mengebor sumur.

1.1.3 Identifikasi Litology

Sebagian besar hidrokarbon ditemukan di reservoir klastik atau karbonat; batuan klastik seperti batupasir terdiri dari butir kuarsa, feldspar, mika, fragmen litik, lempung dan mineral eksotik. Tergantung pada sumber sedimen, butir-butir ini akan diendapkan dalam proporsi yang berbeda dan mewakili proses pengendapan yang berbeda, dan karakteristik khas ini harus terlihat sampai

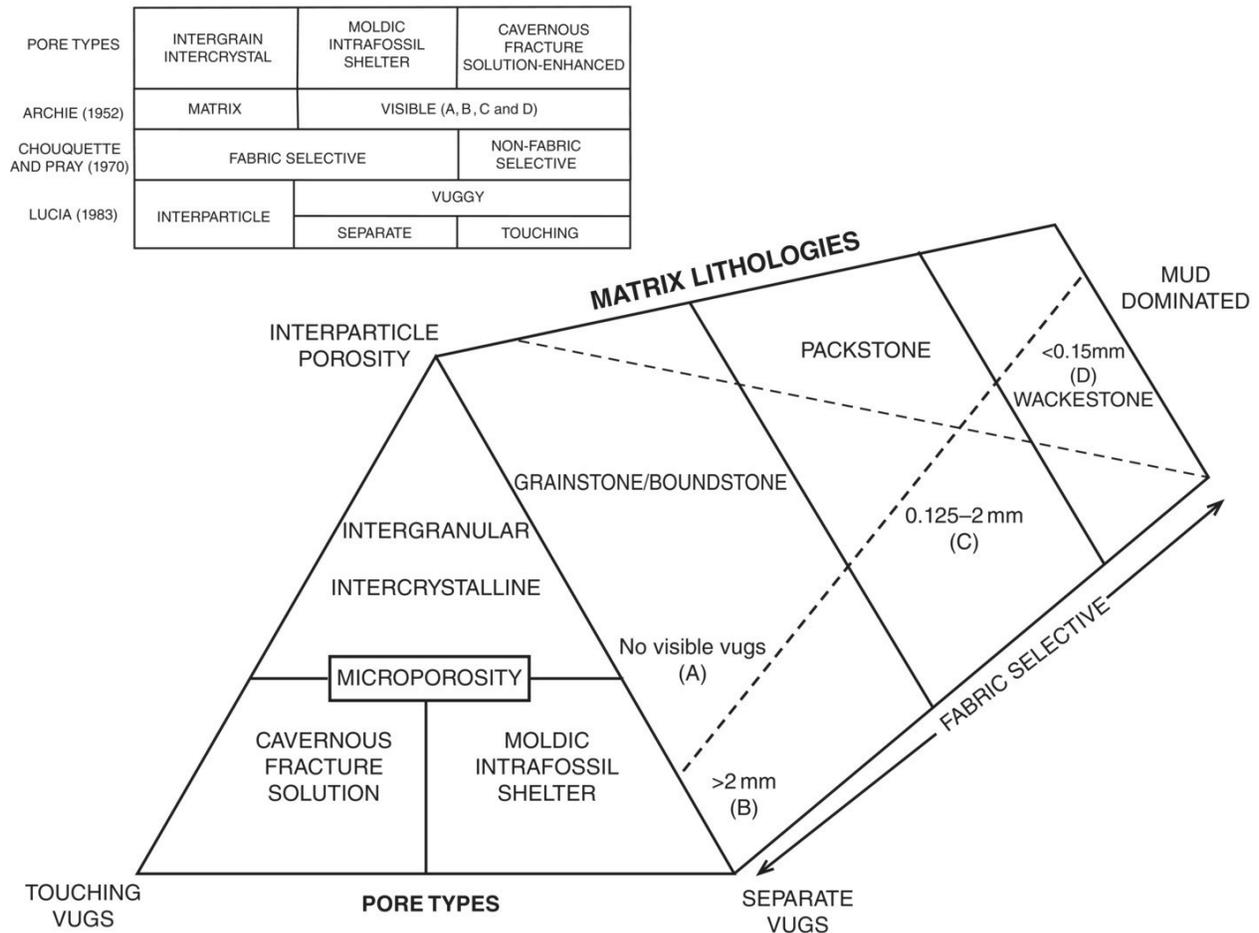
batas tertentu dalam data petrofisika yang dikumpulkan. Bagi seorang ahli petrofisika, klastik adalah pasir atau serpih ; kadang-kadang perbedaan ukuran butir seperti kasar atau halus dapat ditambahkan, atau apakah serpih memiliki kandungan organik yang tinggi. Untuk ahli geologi, variasi yang jauh lebih besar dalam klasifikasi batu pasir diperlukan berdasarkan diagram terner sederhana dengan fragmen kuarsa, feldspar dan litik (QFL) di puncaknya (Gambar 1.3). Menurut definisi yang ketat, serpih adalah batuan klastik berbutir halus yang terdiri dari lumpur yang terdiri dari mineral lempung dan butiran lanau atau mineral lainnya, terutama kuarsa, feldspar dan karbonat, yang menunjukkan sifat fisik; itu membelah di sepanjang lamina. Sebuah batulumpur tidak menunjukkan fissility ini, tetapi dalam komposisi mungkin persis sama dengan serpih setara. Untuk tinjauan lengkap petrologi batupasir, lihat Folk (1980).



Gambar 1. 3 Plot QFL: plot terner litologi standar berdasarkan proporsi kuarsa, feldspar dan fragmen batuan di batu pasir.

Batuan karbonat umumnya dibagi menjadi tiga jenis untuk petrofisika: batu kapur, dolomit dan anhidrit atau evaporit, jika campuran endapan garam yang berbeda dikenali. Kisaran batuan karbonat untuk ahli geologi bahkan lebih luas daripada klastik; untungnya, banyak sistem klasifikasi karbonat memiliki beberapa dasar dalam jenis pori, memberikan link langsung ke dunia

petrofisika (Gambar 1.4). Petrofisika reservoir karbonat adalah peran spesialis sangat menantang tetapi pada akhirnya sangat bermanfaat, terutama bila kita mempertimbangkan proporsi minyak dunia yang dapat ditemukan di reservoir ini. Untuk studi ekstensif karakterisasi reservoir karbonat, lihat Lucia (1999).



Gambar 1. 4 Jenis pori karbonat: klasifikasi batuan karbonat menjadi tipe pori intergranular dan vuggy; perbandingan skema klasifikasi alternatif.

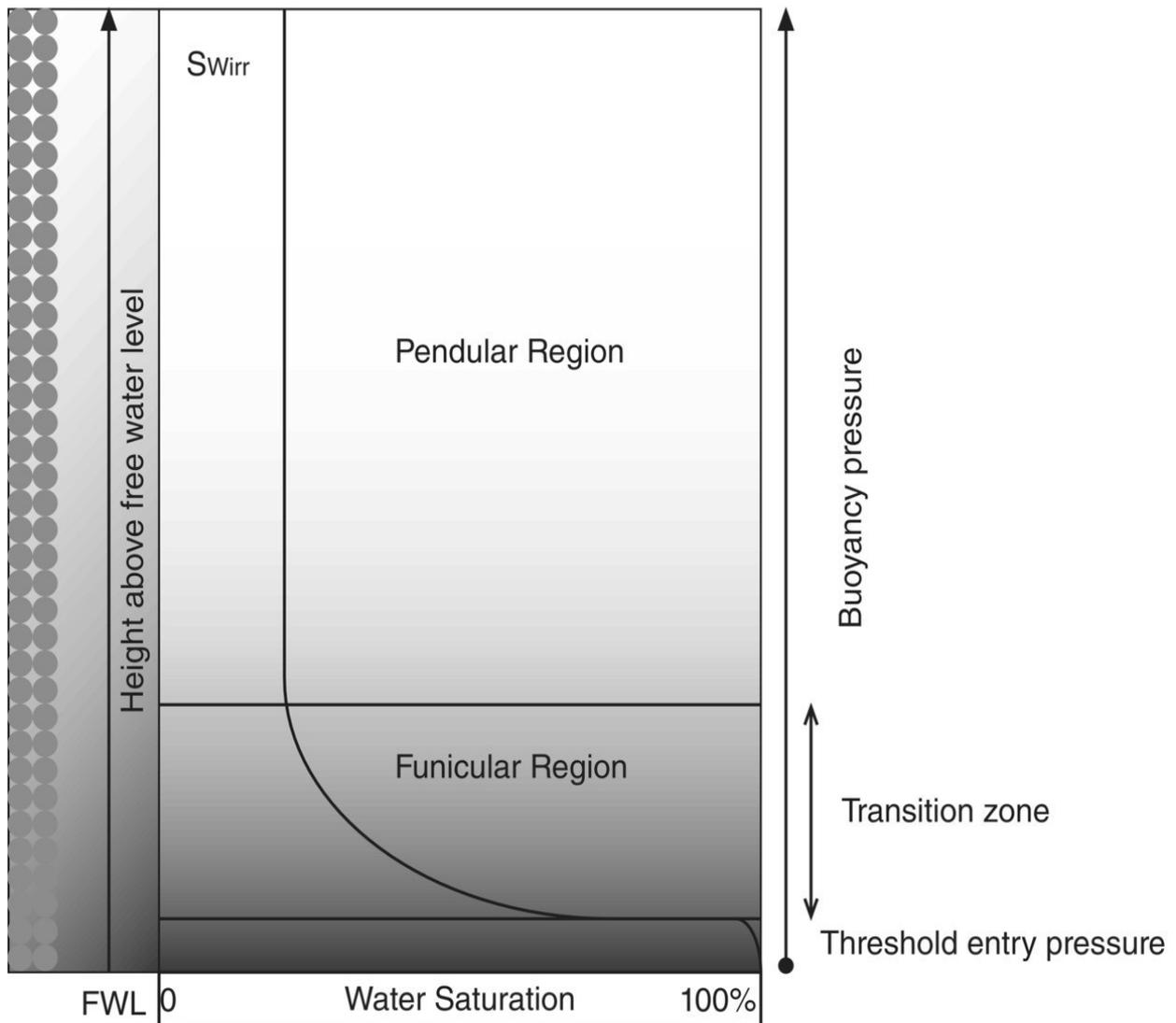
Dengan peningkatan pesat dalam pengembangan reservoir non-konvensional dalam beberapa tahun terakhir, terutama di Amerika Utara, telah muncul serangkaian tantangan baru bagi ahli petrofisika: untuk mengevaluasi potensinya sebagai batuan induk dan reservoir. Sebagian besar buku ini akan mempertimbangkan reservoir konvensional; namun, akan ada beberapa diskusi tentang 'tidak konvensional' yang sesuai. Perlu ditunjukkan bahwa istilah lempung dan serpih sering digunakan seolah-olah memiliki arti yang sama: ini tidak terjadi dan perbedaannya akan dibahas nanti.

1.1.4 Properti Batuan

Kehadiran jaringan pori yang efektif dan kapasitasnya untuk memungkinkan cairan mengalir melaluinya adalah fungsi dari proses pengendapan utama batuan, distribusi ukuran butir yang dihasilkan dan efek dari proses pasca pengendapan, terutama pemadatan, diagenesis kimia, dan rekahan. . Pernyataan ini berlaku sama untuk reservoir klastik atau karbonat; namun, efek dari proses pasca pengendapan umumnya lebih signifikan pada karbonat. Reservoir klastik dapat tidak terkonsolidasi atau terkonsolidasi atau terlitifikasi hingga tingkat yang bervariasi tergantung pada sejarah pasca pengendapan sedimen, proses pemadatan dan sementasi. Derajat litifikasi dapat terlihat jelas di beberapa log, seperti log akustik, di mana waktu transit gelombang suara akan bervariasi dari lambat ke cepat tergantung pada konsolidasi batuan. Hal ini pada gilirannya mungkin memiliki efek pada porositas batuan; batuan lunak umumnya memiliki porositas yang lebih tinggi.

1.1.5 Fisika Reservoir

Ruang pori reservoir hidrokarbon mulai hidup diisi dengan air yang bergerak atau terikat oleh tekanan kapiler. Air menjadi tergusur oleh hidrokarbon selama migrasi karena kontras dalam densitas fluida: air lebih padat daripada gas atau minyak; ini dikenal sebagai siklus drainase. Di bawah kondisi struktural atau stratigrafi yang benar, hidrokarbon menjadi terperangkap dan terus menggantikan air, sampai hanya pori-pori terkecil yang tetap terisi air; ini air bawaan. Dimana saturasi air adalah 100% dan tekanan kapiler adalah nol disebut tingkat air bebas (FWL), sebuah datum yang didefinisikan oleh fisika reservoir (Gambar 1.5). Di mana reservoir homogen dan memiliki pori-pori besar, kontak air hidrokarbon dan FWL akan berdekatan, tetapi jika kualitas reservoir buruk di dasar kolom hidrokarbon, kedua level akan dipisahkan oleh zona transisi.



Gambar 1. 5 Fisika reservoir: representasi distribusi fluida dalam reservoir minyak berdasarkan hubungan antara saturasi air, tekanan kapiler dan datum ketinggian air bebas.

1.1.6 Porositi

Porositas didefinisikan sebagai kapasitas batuan untuk menyimpan cairan dan diperkirakan sebagai rasio volume pori dengan volume curah. Porositas adalah parameter non-dimensi yang dinyatakan sebagai pecahan atau persentase. Porositas batuan terdiri dari dua elemen utama, porositas pengendapan primer atau intergranular dan porositas sekunder, yang mungkin merupakan hasil dari pelarutan butir atau partikel atau hadir sebagai mikroporositas dalam lempung autigenik (Gambar 1.6a). Porositas dapat didefinisikan sebagai efektif atau total tergantung pada apakah porositas itu termasuk porositas yang terkait dengan lempung; beberapa alat mengukur porositas total dan harus dikoreksi untuk kandungan tanah liat. Ini

adalah klasifikasi sederhana yang tidak mencakup semua batuan karbonat atau reservoir serpih kaya lempung tertentu. Reservoir yang retak juga perlu diperlakukan secara terpisah, yang didefinisikan memiliki sistem porositas ganda, matriks dan rekahan.

(a)

Porosity = $\frac{\text{volume of pore space}}{\text{total volume of rock}}$

Expressed as a fraction or percentage
A function of grain size and packing
Can be expressed as TOTAL or EFFECTIVE

Primary porosity reduces with compaction due to burial and lithification/cementation
Secondary porosity is a result of dissolution of unstable minerals.

(b)

Water saturation (S_w) = $\frac{\text{pore volume filled with water}}{\text{total pore volume}}$

Hydrocarbon saturation (S_h) = $(1 - S_w)$

Can be expressed as TOTAL or EFFECTIVE property dependent
Be consistent in use of terms

(c)

High Permeability:
Large, Straight Pores,
Coarse-Grained, Well-Sorted
Sandstone

Low Permeability:
Small, Tortuous Pores,
Fine Grained or Poorly-Sorted
Sandstone

Measure of the ability of a reservoir to conduct fluids
A dynamic property dependent on rock and fluid characteristics with a directional (vector) component
May be a predictable relationship with porosity

$$Q = \frac{kA\Delta p}{\mu L}$$

Absolute, effective and relative permeability values may be required as a key input for dynamic simulation

Gambar 1. 6 a) Porositas: hubungan antara volume ruang pori dan volume total batuan merupakan fungsi dari ukuran butir, sortasi dan pengemasan pada saat pengendapan. Proses pasca pengendapan seperti pemadatan dan diagenesis dapat mengubah hubungannya. (b) Saturasi air: proporsi total volume pori reservoir yang diisi air: volume pori yang tersisa diisi dengan minyak atau gas, belum tentu gas hidrokarbon. (c) Permeabilitas: kemampuan reservoir untuk mengalirkan fluida melalui jaringan pori yang saling berhubungan.

1.1.7 Saturasi Air

Saturasi air (S_w) adalah proporsi volume pori total yang ditempati oleh air formasi; saturasi hidrokarbon diturunkan dari hubungan $S_h = 1 - S_w$. Ini dapat dinyatakan sebagai fraksi atau persentase tergantung pada bagaimana porositas didefinisikan (Gambar 1.6b). Kaitan langsung lainnya dengan terminologi porositas ada, karena saturasi air dapat berupa nilai total atau nilai efektif. Log mengukur air bergerak dan air yang terikat tanah liat di ruang pori. Istilah tak tereduksi, residu, bawaan, dan saturasi air awal juga umum digunakan, terkadang tanpa memperhatikan artinya. Saturasi air tak tereduksi (S_{wirr}) didefinisikan sebagai S_w minimum pada tekanan dan saturasi kapiler tinggi, karena permeabilitas efektif terhadap air mendekati nol. Saturasi air awal (S_{wi}) adalah proporsi air di reservoir pada saat penemuan dan mungkin identik dengan air bawaan, saturasi air pada saat pengendapan, jika tidak ada hidrokarbon. Dalam reservoir yang mengandung hidrokarbon, S_{wirr} selalu lebih kecil dari S_{wi} . Istilah 'zona transisi' juga memiliki lebih dari satu arti tergantung pada siapa yang menggunakannya: bagi seorang ahli geologi atau petrofisika, ini adalah zona antara level terendah air tak tereduksi dan level air bebas – ini adalah definisi statis; bagi seorang insinyur reservoir, ini adalah interval dalam sumur yang mengalirkan minyak atau gas dan air pada saat yang bersamaan – kedua 'zona' tersebut mungkin berdekatan.

1.1.8 Permeabiliti

Permeabilitas (K atau k) adalah ukuran kapasitas reservoir untuk mengalirkan fluida atau aliran yang terjadi antara reservoir dan lubang sumur. Sifat dinamis, permeabilitas tergantung pada sifat batuan dan fluida yang terkait (Gambar 1.6c); ini juga merupakan salah satu yang paling sulit untuk diukur dan dievaluasi tanpa data pada semua skala yang relevan – uji inti, log, dan produksi. Pada skala mikroskopis, permeabilitas adalah fungsi dari jaringan pori dan apakah ada pori besar atau kecil dan apakah jalur penghubungnya lurus atau berliku; fungsi ukuran butir dan sortasi. Permeabilitas juga merupakan sifat vektor karena mungkin memiliki komponen arah, menghasilkan anisotropi. Permeabilitas dapat sangat bervariasi antara arah horizontal dan vertikal, berdampak pada kapasitas aliran arah reservoir. Mengingat kesulitan dalam mengukur permeabilitas yang baik, penilaian kualitatif sering dibuat tergantung pada hidrokarbon yang ada (Tabel 1.3).

Tabel 1. 3 Rentang permeabilitas untuk deskripsi kualitatif permeabilitas yang berbeda

Poor	<1 mD	'Tight' for gas
Fair	1–10 mD	'Tight' for oil
Moderate	10–50 mD	

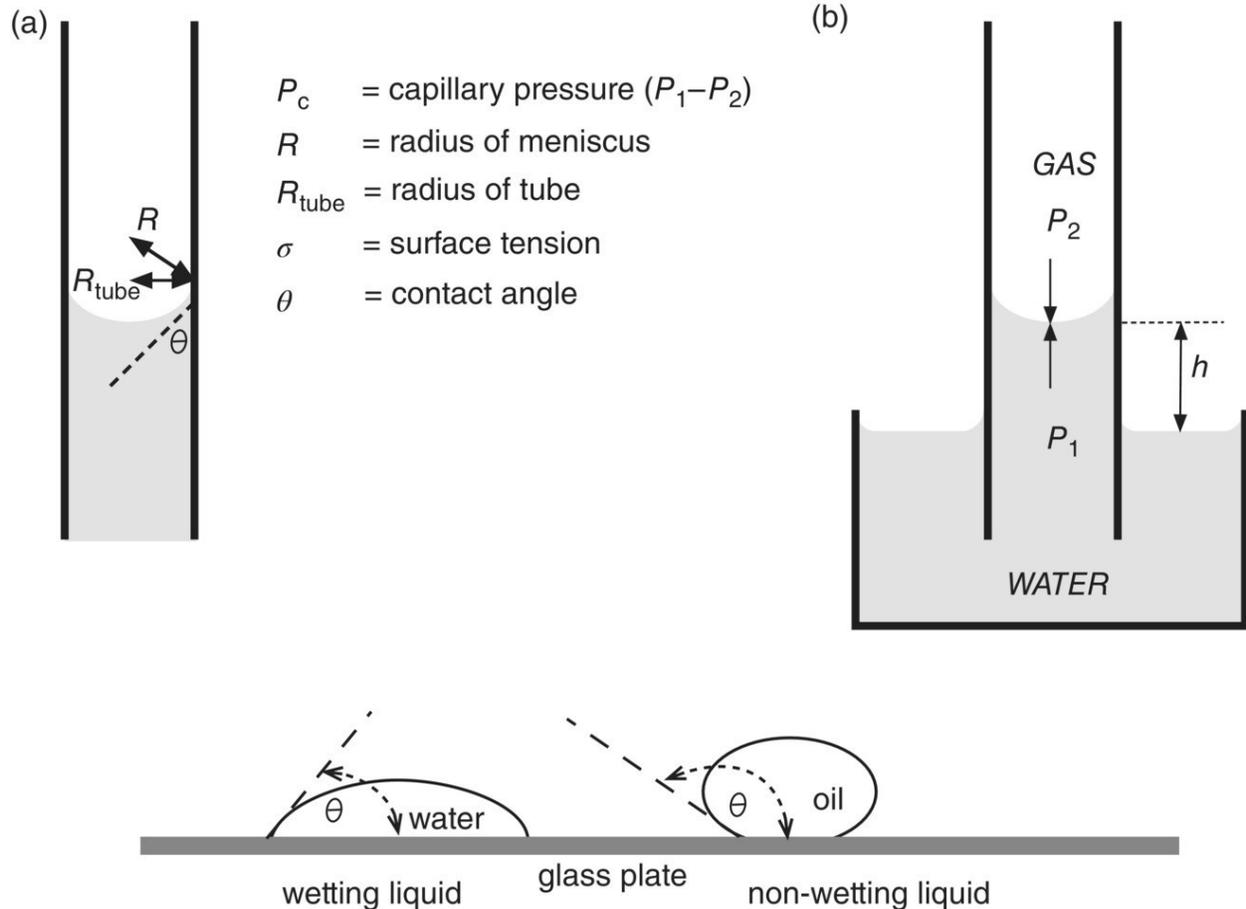
Good	50–250 mD	
Excellent	>250 mD	

Permeabilitas diukur dalam darcy (D) tetapi biasanya dilaporkan sebagai millidarcies (mD), dinamai menurut insinyur air Prancis Henry Darcy, yang pertama kali mencoba mengukur aliran air melalui pipa vertikal yang dikemas dengan pasir. Laju aliran (Q) adalah fungsi dari luas (A) dan panjang (L) pipa, viskositas fluida (μ) dan perbedaan tekanan (Δp) antara ujung-ujung pipa (Gambar 1.6c). Hukum ini hanya berlaku untuk fase fluida tunggal dan dapat disebut permeabilitas absolut atau intrinsik. Permeabilitas efektif (K_{eff}) adalah permeabilitas satu fase cair untuk mengalir dengan adanya fase lain; permeabilitas relatif (K_r) adalah rasio permeabilitas efektif terhadap permeabilitas absolut untuk saturasi tertentu dari cairan yang mengalir, yaitu permeabilitas minyak dengan adanya air (K_{ro}). Permeabilitas adalah input kunci untuk simulasi reservoir numerik.

Permeabilitas relatif adalah nilai normalisasi permeabilitas efektif untuk fluida terhadap permeabilitas absolut batuan. Permeabilitas relatif menyatakan kontribusi relatif dari setiap fase cair terhadap total kapasitas aliran batuan.

1.1.9 Tekanan Kapiler

Tekanan kapiler bekerja pada skala mikroskopis di reservoir, yang bersama dengan gaya viskos dan gravitasi menentukan kinerja reservoir secara dinamis. Tekanan kapiler terjadi setiap kali dua cairan yang tidak bercampur terjadi di ruang pori batuan dan didefinisikan sebagai perbedaan tekanan yang dapat diukur dalam dua fase (Gambar 1.7a). Ada hubungan yang melekat antara tekanan kapiler dan saturasi air karena air ditahan dalam ruang pori oleh gaya kapiler. Tekanan kapiler juga menentukan distribusi dan saturasi fluida dalam reservoir, oleh karena itu berhubungan dengan wettability.



Gambar 1. 7 Tekanan kapiler (P_c) dan keterbasahan: (a) representasi tabung kapiler berisi cairan dan hubungan antara tekanan daya apung yang dihasilkan antara dua cairan yang tidak bercampur; (b) perbedaan antara cairan yang membasahi dan tidak membasahi sebagai fungsi dari tegangan permukaan dan sudut kontak.

1.1.10 Wettability

Wettability adalah ukuran kecenderungan batuan untuk menyerap molekul air atau minyak ke permukaannya dengan adanya cairan lain yang tidak dapat bercampur. Pada pengendapan, lapisan tipis air biasanya terbentuk di sekitar butir, meninggalkan air batuan basah – situasi normal; namun, batuan karbonat umumnya basah minyak atau memiliki wettability menengah. Wettability adalah fungsi dari tegangan permukaan antara butiran padat dan fluida dalam pori-pori (Gambar 1.7b).

Penting untuk memahami dampak wettability pada sifat dinamis lainnya dari batuan karena mengontrol saturasi dan distribusi fluida dalam reservoir. Meskipun sebagian besar reservoir (klastik) akan dianggap sebagai water wet, dalam kondisi tertentu semua reservoir dapat menjadi oil wet, setidaknya sebagian. Reservoir karbonat memiliki kecenderungan yang lebih besar untuk

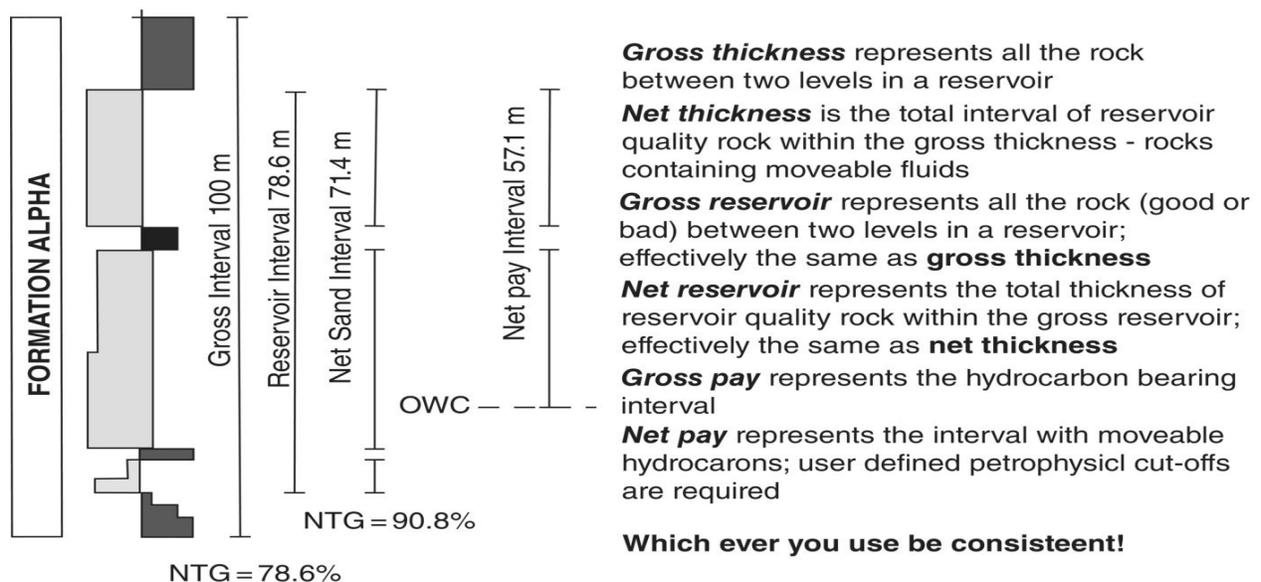
keadaan basah minyak karena kapasitas adsorpsi kalsium/magnesium karbonat yang lebih besar. Banyak reservoir memiliki keterbasahan campuran – minyak basah di pori-pori besar yang terbuka dan air basah di pori-pori terisolasi yang lebih kecil sering diisi dengan lempung mikropori.

1.2 Hasil

Ketika analisis petrofisika dari satu sumur atau sekelompok sumur telah selesai, hasilnya akan digunakan dalam beberapa cara: sebagai estimasi pembayaran hidrokarbon dalam sebuah sumur; dalam mengambil keputusan untuk menguji produksi suatu sumur eksplorasi; sebagai masukan untuk perhitungan volumetrik sederhana; untuk membangun model properti 3D dari suatu bidang; atau sebagai elemen kunci dalam keputusan investasi atau divestasi utama.

1.2.1 Zona Hidrokarbon

Ketebalan reservoir kotor digambarkan sebagai ketebalan reservoir total dalam sumur; lapisan non-reservoir (serpih) didiskontokan dari total, meninggalkan ketebalan reservoir bersih. Dengan demikian rasionya adalah net-to-gross (NTG). Tingkat Lapisan hidrokarbon, Net Pay, dalam sumur biasanya ditentukan dalam hal nilai porositas dan saturasi minimum yang dihitung dari analisis log; kadang-kadang batas permeabilitas juga diterapkan (Gambar 1.8) Pendekatan ini bisa terlalu keras jika parameter cut-off yang salah diterapkan. Jika net pay yang cukup dalam sumur, maka keputusan untuk menguji interval atau interval dibuat; hasilnya harus diintegrasikan ke dalam evaluasi reservoir lainnya.



Gambar 1. 8 Net to Gross: terminologi yang digunakan untuk menggambarkan proporsi reservoir minyak atau gas dalam hal ketebalan interval yang berbeda.

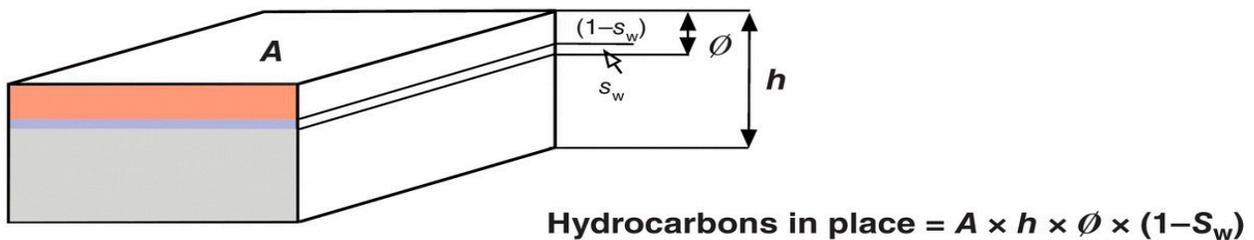
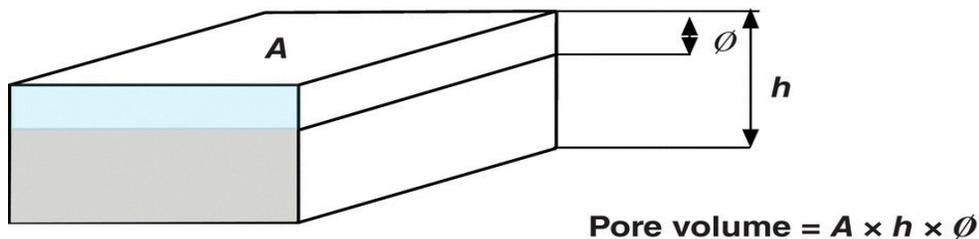
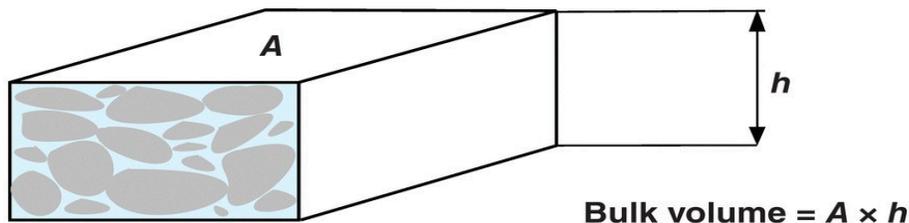
1.2.2 Volumetric Sederhana

Volumetrik berbasis peta memerlukan volume batuan kotor (GRV), biasanya permukaan reservoir atas dan kontak hidrokarbon-air; alternatifnya adalah dengan menggunakan model sederhana (Gambar 1.9). Terlepas dari nilai faktor volume formasi (FVF), semua dapat diturunkan dari analisis log.

$$\text{HIIP} = \text{GRV} \times \text{NTG} \times \Phi \times (1 - S_w) \times \text{FVF}$$

Seringkali data yang sama ini dijalankan melalui analisis Monte Carlo untuk memberikan berbagai hasil; kasus tertentu kemudian dapat dipilih dari distribusi yang representatif.

Volume of Hydrocarbon in place



Gambar 1. 9 Volume HIIP: skema untuk menunjukkan perhitungan volume hidrokarbon di dalam reservoir minyak atau gas; untuk memperkirakan sumber daya potensial perlu diterapkan faktor konversi yang sesuai dari volume reservoir ke volume permukaan, faktor volume formasi

1.2.3 Model 3D Static

Volumetrik paling akurat dapat dihitung dalam model statis atau geoseluler 3D; ini karena akan lebih benar secara geometris, terutama di mana bidangnya patah. Masukan tetap sama, meskipun sekarang sifat petrofisika didistribusikan di seluruh model secara acak atau mengikuti beberapa tren dan ketidakpastian dapat dimodelkan untuk menetapkan rentang volumetrik untuk lapangan. Ini harus selalu dibandingkan dengan Hasil Monte-Carlo. Sebagai aturan praktis, variasi dalam hidrokarbon awalnya di tempat (HIIP) lebih besar dari ~ 25% adalah fungsi dari GRV; sifat petrofisika yang dibatasi dan didistribusikan dengan benar jarang berdampak pada hasil lebih dari beberapa persen.

1.2.4 Nilai dari Informasi

Memperoleh data petrofisika, baik itu log atau inti, mempunyai biaya yang mahal; evaluasi formasi program untuk sumur bisa beberapa ratus ribu dolar atau bisa mencapai jutaan. Nilai informasi harus selalu dilihat dalam hal di mana Anda berada dalam siklus proyek dan juga penggunaan data yang akan dimasukkan. Terkadang terlalu banyak data dapat menyebabkan keragu-raguan sama seperti kumpulan data yang tidak lengkap, dan ketika berhadapan dengan pengembangan brownfield di mana hanya satu set log yang lebih lama yang tersedia, mungkin lebih penting untuk mengkalibrasi data dasar daripada menjalankan alat paling canggih. Kumpulan data pengambilan keputusan utama adalah sebagai berikut:

- Log untuk menetapkan litologi, porositas dan fluida.
- Core untuk mengkonfirmasi litologi dan mengkalibrasi properti yang diturunkan dari log dan untuk menetapkan lingkungan pengendapan; dalam sumur eksplorasi, inti dapat diganti dengan gambar dan alat pemindai, tetapi inti harus diperoleh di sumur penilaian berikutnya.
- Pengukuran tekanan dan sampel fluida.
- Data produksi untuk menetapkan bahwa reservoir akan mengalir, memulihkan cairan, dan menguji batasnya hidrokarbon yang terhubung ke sumur.

1.3 Kesimpulan

Dalam bab ini, kita telah melihat dasar-dasar petrofisika; jenis data yang diperlukan untuk interpretasi petrofisika dan beberapa hasil analisis yang mendasar. Harus jelas bahwa untuk perhitungan porositas dan saturasi air yang akurat, ahli petrofisika bergantung pada banyak sifat masukan yang tidak dapat dikontrolnya. Sebagian besar pengukuran tidak langsung atau ex situ dan tunduk pada bias sampel, masalah akuisisi, dan kesalahan eksperimental (manusia).

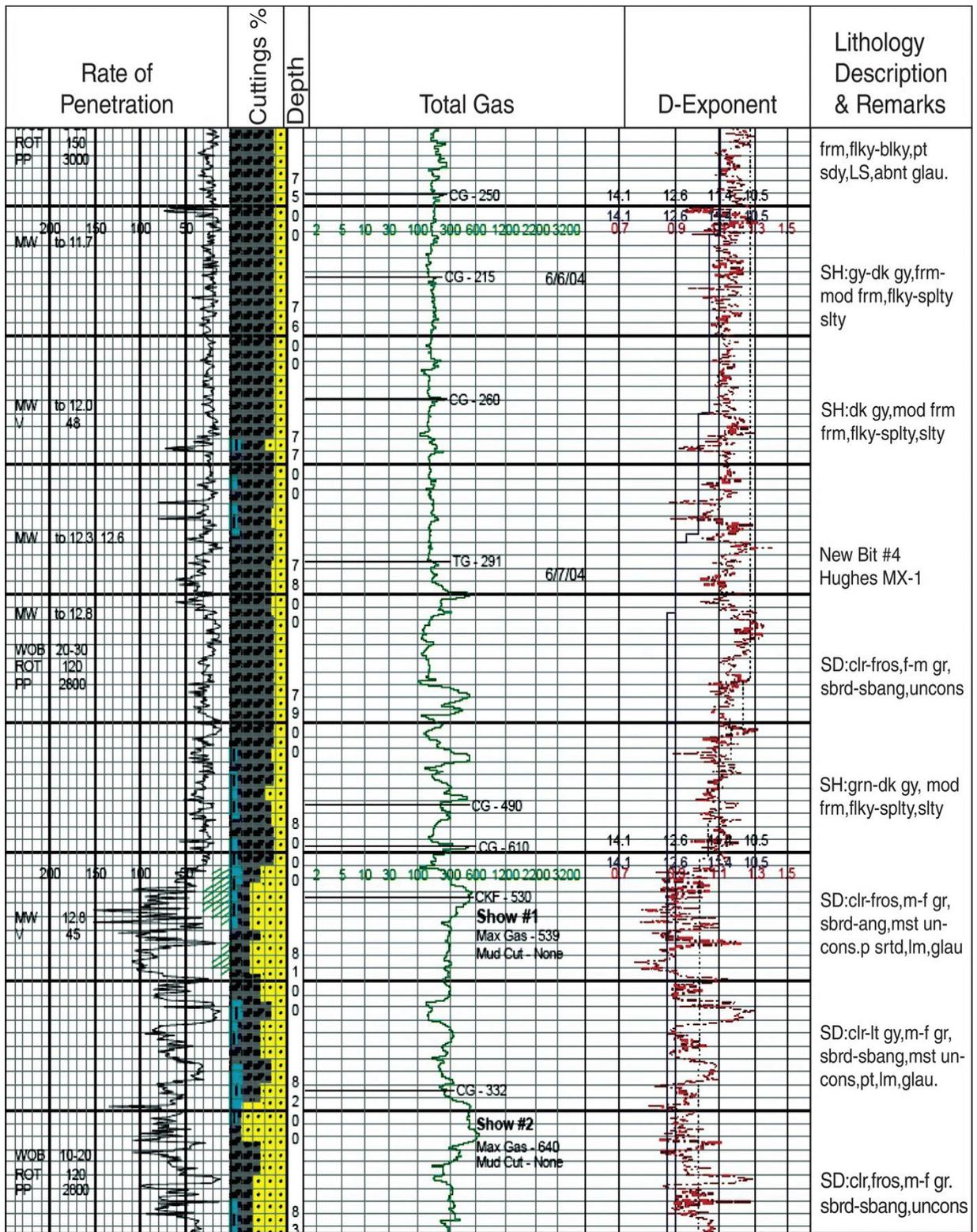
Ketidakpastian ini diperparah ketika hasilnya digunakan secara tidak tepat atau tanpa peringatan yang memadai mengenai bagaimana data dikumpulkan, diedit, dimanipulasi atau diterapkan. Dalam bentuk yang paling sederhana, hasil studi petrofisika dapat dikelola dengan menerapkan cut-off atau batas kesalahan, tetapi ketika digabungkan dalam beberapa model geostatistik atau model dinamis multi-skala, penerapannya mungkin salah atau tidak tepat.

2. Akuisi Data

Sementara tujuan utama pengeboran sumur minyak atau gas adalah untuk menemukan hidrokarbon, seringkali perolehan data merupakan hasil yang lebih penting dari proses tersebut. Data diperoleh baik selama pengeboran dan setelah selesai, baik saat mencapai terminal atau kedalaman total sumur atau ketika bagian dari lubang bor telah selesai. Ada empat bidang akuisisi data yang paling menjadi perhatian para ahli petrofisika: data pengeboran, analisis inti, logging wireline, dan data uji sumur.

2.1 Data Pemboran

Data yang diperoleh selama pengeboran dapat diringkas sebagai fisik, seperti stek bor dan catatan gas, dan informasi proses, seperti laju penetrasi (ROP), berat lumpur (MW) atau tekanan formasi dan pengukuran telemetri dan sensor waktu nyata (LWD) . Data fisik dicatat pada 'mudlog' (Gambar 2.1) dan pengukuran LWD sebagai output digital dari berbagai alat. Evaluasi formasi dasar dapat dilakukan dengan data ini saja dan mungkin merupakan satu-satunya catatan dari beberapa sumur eksplorasi; sumur pengembangan mungkin juga memiliki program akuisisi data yang sangat terbatas. Namun, banyak informasi yang dapat diambil dari kumpulan data dasar ini, termasuk litologi, keberadaan hidrokarbon dan porositas dan saturasi air – dengan kata lain, evaluasi formasi yang dibor. Sampel fisik seperti potongan bor dan sampel gas juga menjadi dasar studi yang lebih rinci tentang stratigrafi formasi, geokimia batuan induk dan analisis komponen gas.



Gambar 2. 1 Contoh mudlog yang menunjukkan laju penetrasi dan parameter pemboran di kolom pertama, persentase cutting dan kedalaman di kolom 2 dan 3, total gas di kolom 4 dan eksponen pemboran yang berhubungan dengan tekanan formasi di kolom 5.

Data dikombinasikan dengan fakta bahwa sampel stek biasanya hanya dikumpulkan setiap 10 kaki di bagian sumur yang lebih dalam, ini berarti bahwa catatan litologi adalah komposit: referensi ke ROP diperlukan untuk perubahan litologi yang tiba-tiba seperti dari serpih ke pasir, disebut break pengeboran, di mana ROP meningkat hampir seketika. Data pengeboran fisik, ROP, torsi, dan bobot-di-bit adalah informasi real-time yang terlihat di lantai bor, memungkinkan pengebor mengoptimalkan kemajuan dalam formasi yang berbeda.

Pembacaan gas dilakukan sebagai aliran data yang berkelanjutan oleh beberapa instrumen, termasuk penganalisis gas total, kromatografi gas, dan detektor H₂S. Bersama-sama instrumen ini memberikan indikasi peningkatan gas hidrokarbon dan non-hidrokarbon yang ada dalam aliran lumpur kembali; peningkatan total gas dikombinasikan dengan bukti komponen gas yang lebih berat, C₁-C₅, dapat menunjukkan adanya hidrokarbon bergerak dalam formasi.

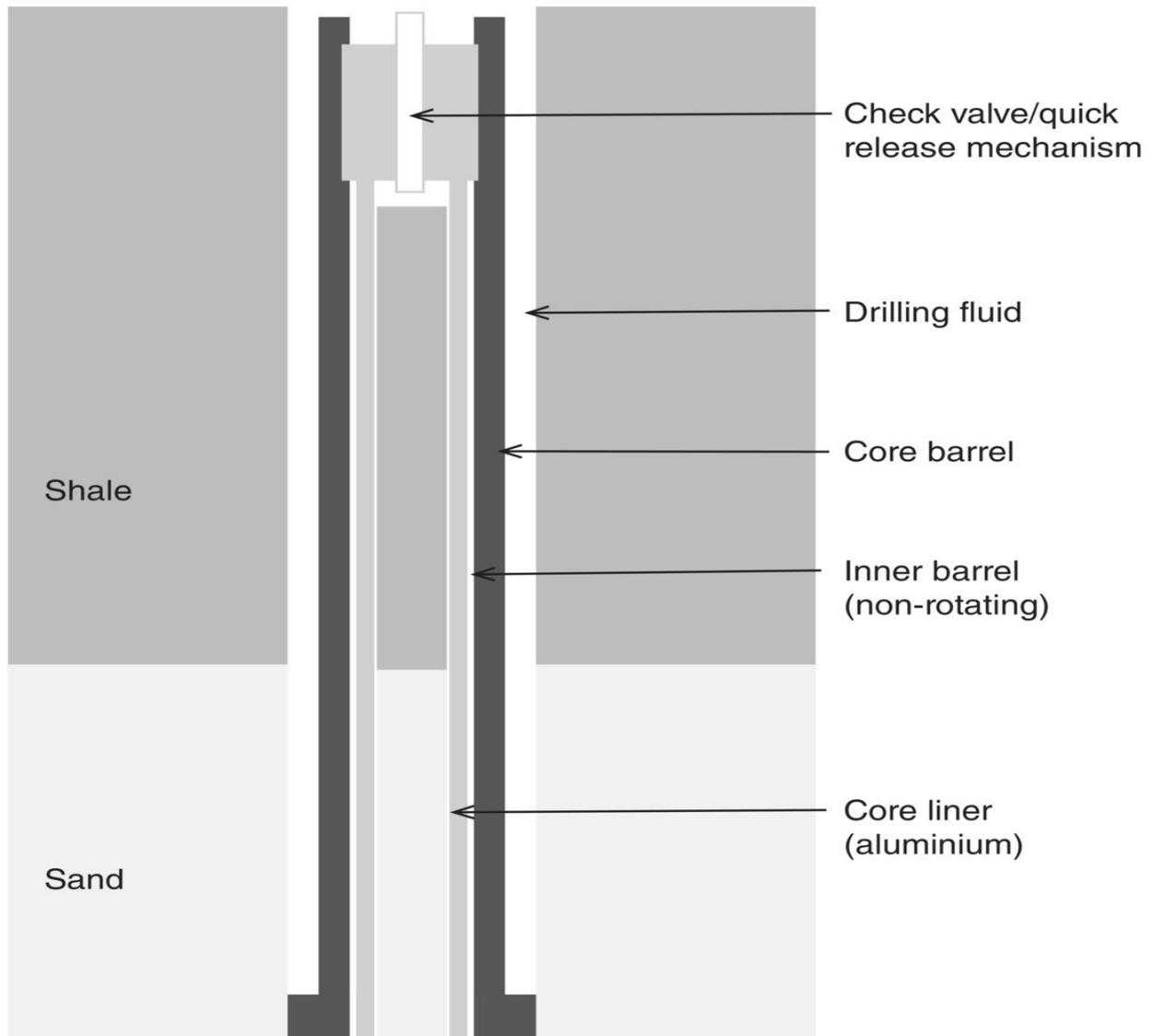
Pengukuran LWD dilakukan dengan alat mandiri di dekat mata bor sebagai bagian dari rakitan lubang bawah (BHA). Data dicatat ke bawah (saat sumur diperdalam) dan ke atas dari dasar lubang (seperti data log wireline direkam). Catatan LWD diukur terhadap waktu-saat-pengeboran dan kemudian diproses untuk mengubah pembacaan menjadi kedalaman. Posisi alat yang jauh dari mata bor dapat membatasi penggunaan dan keefektifannya dalam beberapa situasi, dan perencanaan jenis dan urutan perakitan dapat menjadi penting. Persyaratan operasional atau pengeboran akan mempengaruhi lokasi toolstring LWD, terutama saat geo-steering atau mencoba mempertahankan tingkat penetrasi yang tinggi. Data dapat disimpan dalam memori alat selama pengeboran atau ditransmisikan sebagai pulsa tekanan di kolom lumpur secara real time. Biasanya, kedua mode akan digunakan, dengan data memori diambil di permukaan; ini adalah data yang dianggap paling dapat diandalkan.

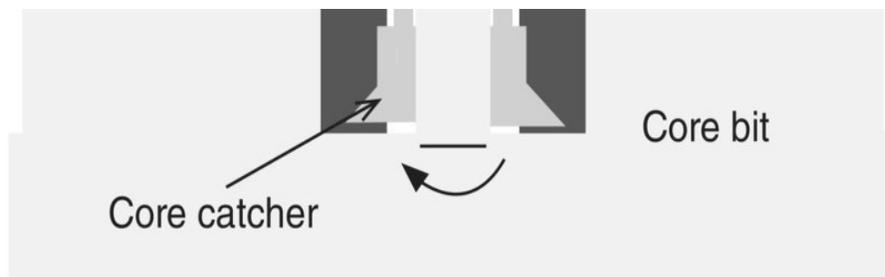
LWD, meskipun terkadang tidak dapat diandalkan dan mahal, memiliki keuntungan untuk mengukur sifat formasi sebelum fluida pemboran masuk ke dalam. Pengukuran LWD yang umum dilakukan meliputi data telemetri standar (azimuth dan inklinasi) dan data sinar gamma, densitas, porositas neutron, dan resistivitas. Banyak lubang bor terbukti sulit atau bahkan tidak mungkin diukur dengan alat wireline konvensional, terutama sumur yang sangat menyimpang. Dalam situasi ini, pengukuran LWD memastikan bahwa beberapa pengukuran bawah permukaan ditangkap jika operasi wireline tidak memungkinkan. Sebagian besar jenis alat LWD membuat pengukuran sebanding dengan yang dilakukan dengan kabel; namun, jarang ada kesetaraan langsung dalam nilai aktual yang diukur karena teknologi alat dan pemrosesan umumnya berbeda. Jika kedua pengukuran tersedia, hasil wireline harus dianggap definitif dan digunakan untuk mengkalibrasi respons LWD sehingga dalam kehidupan lapangan selanjutnya hanya pengukuran LWD yang perlu dilakukan.

2.2 Analisa Coring dan Core

Coring adalah proses memperoleh sampel lubang bor yang lebih besar, baik saat lubang diperdalam menggunakan bit dan rakitan inti khusus (Gambar 2.2) atau sebagai sampel inti dinding samping yang diperoleh pada wireline setelah lubang dibor. Inti dan sampel inti digunakan untuk memahami lebih baik lingkungan pengendapan formasi dan juga untuk

mendapatkan pengukuran porositas dan permeabilitas dari unit reservoir potensial. Bagian tipis petrografi dari sampel inti digunakan untuk studi mineralogi, tekstur dan diagenetik dan dapat mencakup gambar SEM dari distribusi ukuran pori. Sampel inti yang dipilih, biasanya mewakili fasies yang berbeda, digunakan untuk pengukuran listrik untuk mendapatkan nilai a , m dan n dalam persamaan Archie untuk menetapkan resistivitas formasi dan memperkirakan saturasi air dari log. Sampel inti juga digunakan untuk menetapkan sifat dinamis reservoir seperti keterbasahan, tekanan kapiler dan permeabilitas relatif.





Gambar 2. 2 Diagram skema dari rakitan coring dan laras sebelum pengambilan.

Ketika core dipotong dan diambil kembali ke permukaan, itu tidak lagi benar-benar mewakili formasi: tidak lagi pada suhu atau tekanan formasi dan cairan yang pernah terkandung dalam pori-pori akan mengembang dan bergerak atau menguap sebagai hasilnya. . Perubahan fisik pada struktur batuan juga dapat diharapkan sebagai butiran atau partikel menjadi terdisagregasi, mempengaruhi porositas dan permeabilitas; karena itu, memulai studi petrofisika tanpa data core pasti akan menghasilkan lebih banyak pertanyaan daripada jawaban. Sebuah core terus menerus melalui reservoir memberikan informasi geologi yang diperlukan untuk menggambarkan litologi, mineralogi detrital dan authigenic, struktur pori dan kemungkinan pengaturan pengendapan dan sejarah diagenesa dari urutan; semua informasi ini penting untuk 'mengkalibrasi' log wireline selama proses integrasi core-log.

Prosedur coring standar dan penanganan core menghasilkan pemulihan core yang jauh lebih baik saat ini, sehingga mengurangi kemungkinan material salah tempat sebelum dapat diukur dan diambil sampelnya dengan benar. Setelah laboratorium menerima core, itu diletakkan, diukur dan ditandai dan deskripsi cepat dari fitur permukaan, terutama rekahan, dibuat, sebelum gamma logging dan pengambilan sampel. Pengambilan sampel untuk analisis harus dilakukan secara berkala di seluruh lapisan, terlepas dari litologinya, karena ini akan meminimalkan bias sampel; kumpulan data core yang hanya terdiri dari material berporositas tinggi atau - permeabilitas mungkin tidak akan mewakili reservoir. Pengambilan sampel untuk eksperimen analisis core khusus harus dilakukan oleh ahli geologi dan petrofisika bersama-sama, untuk memastikan bahwa sampel yang mewakili fasies atau jenis batuan yang berbeda dipilih. Sampel-sampel ini seringkali merupakan bagian core utuh dan deskripsi sampel harus dibuat dan foto diambil, terutama dari kontak sedimentologis, sebelum pemindahan dan pengawetan. Inti biasanya kemudian dipotong (dilapisi) menjadi 1/3–2/3 bagian sebelum dimasukkan ke dalam resin plastik, sebuah proses yang dirancang untuk melestarikan inti untuk masa depan. Lembaran difoto di bawah pengaturan cahaya putih dan ultraviolet dan kemudian disiapkan untuk penyimpanan. Deskripsi inti sedimen secara rinci harus dibuat saat ini.

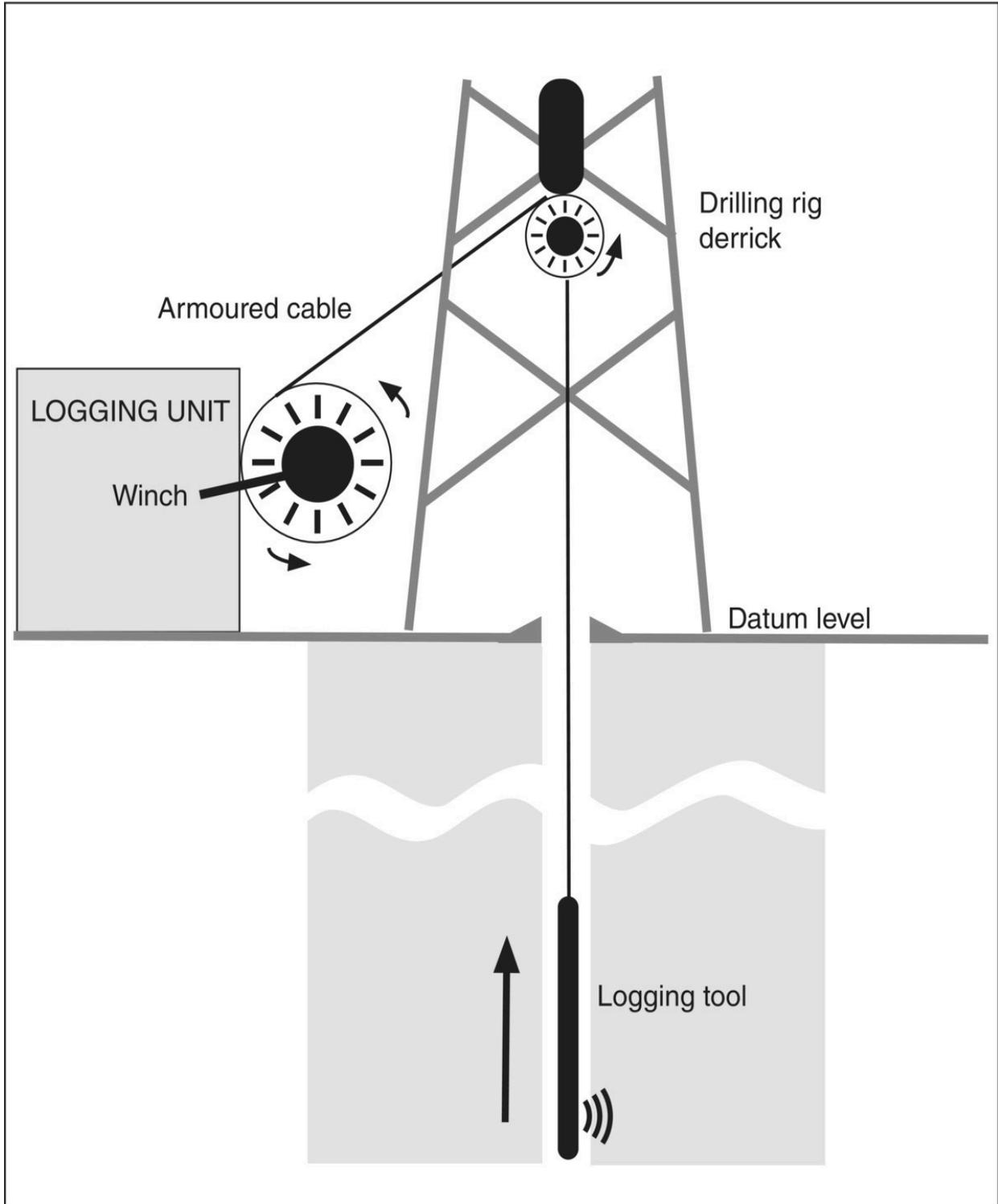
Pengambilan sampel rutin melibatkan pemotongan sumbat berdiameter 1-1 inci pada sudut siku-siku ke permukaan inti setiap 1 kaki atau 25 cm dengan berlian berpendingin air dan mata bor tungsten yang dipasang pada rig pengeboran yang dipasang di bangku dengan kecepatan variabel. Sampel diberi label sebelum dibersihkan dalam ruang pelarut yang dingin untuk menghilangkan hidrokarbon cair dan air. Prosesnya bisa memakan waktu beberapa hari tergantung pada viskositas cairan dan konektivitas pori-pori dan tidak selalu berhasil

sepenuhnya. Sampel kemudian dikeringkan dalam oven kelembaban yang dikontrol dengan hati-hati untuk menghilangkan air atau pelarut yang tersisa. Proses ini, meskipun dikontrol dengan hati-hati, berpotensi merusak partikel lempung berfilamen, seperti ilit, di pori-pori, dan meskipun tidak mempengaruhi porositas untuk sebagian besar dapat mengubah permeabilitas. Sebuah analisis petrografi rinci sampel dapat menunjukkan apakah telah terjadi kerusakan pada sampel. Ada dua kelompok eksperimen analisis teras khusus yang mempengaruhi studi petrofisika: pengukuran listrik yang diperlukan untuk perhitungan saturasi air dari log dan pengukuran dinamis yang diperlukan untuk pemodelan reservoir dan prediksi aliran. Kedua jenis percobaan memakan waktu dan dilakukan hanya pada beberapa sampel terpilih dari inti atau reservoir karena biaya yang terlibat; namun, tanpa data ini, ketidakpastian yang terkait dengan karakterisasi reservoir meningkat secara signifikan. Sampel biasanya dari sumbat berdiameter lebih besar atau bahkan potongan inti utuh yang telah dibersihkan secara menyeluruh dan divalidasi sebagai homogen dan mewakili satu jenis batuan; integritas internal dapat dinilai dengan metode CT scan.

2.3 Analisa Wireline Logging

Wireline log mewakili salah satu tipe data terpenting yang tersedia untuk geoscientist atau petrofisika reservoir karena menyediakan catatan pengukuran lubang bor yang berkelanjutan yang dapat digunakan untuk menginterpretasikan lingkungan pengendapan reservoir, sifat petrofisika dan juga distribusi fluida di dalam reservoir. waduk; dengan kata lain, apakah batuan ini mengandung minyak dan gas dan apakah akan mengalir? Namun, pengukuran log sangat dipengaruhi oleh sejumlah variabel, termasuk lingkungan lubang bor, batuan itu sendiri dan jenis cairan yang digunakan untuk mengebor sumur. Data log digital sering disediakan dalam standar LAS 2.0 (log-ASCII) format yang dikembangkan oleh Canadian Society of Professional Well Log Analysts (CSPWLA). Format ini mencatat pengaturan alat, informasi header log dari setiap log run dan juga data log kontinu pada jarak interval 6 inci atau 15 cm; format umum lainnya yang mungkin Anda temui adalah LIS dan D-LIS.

Schlumberger Oilfield Glossary (www.slb.com/glossary.aspx) mendefinisikan log wireline sebagai 'pengukuran terus menerus dari properti formasi dengan instrumen bertenaga listrik untuk menyimpulkan properti dan membuat keputusan tentang pengeboran dan operasi produksi. Log sebenarnya adalah catatan pengukuran, biasanya selebar kertas panjang. Pengukuran meliputi sifat listrik (resistivitas dan konduktivitas pada berbagai frekuensi), sifat akustik, pengukuran nuklir aktif dan pasif, pengukuran dimensi lubang sumur, pengambilan sampel fluida formasi, pengukuran tekanan formasi, alat coring sidewall yang dihantarkan wireline dan lain-lain. Dalam melakukan pengukuran wireline, alat logging (atau sonde) diturunkan ke lubang sumur terbuka pada beberapa konduktor, wireline lapis baja kontra-heliks. Kabel dililitkan pada drum bermotor yang ditempatkan di dekat lantai rig yang dipandu secara manual selama proses penebangan (Gambar 2.3).



Gambar 2. 3 Diagram skema dari pengaturan tipikal untuk menjalankan log wireline. Unit logging, baik truk atau Portakabin lepas pantai, berisi kontrol permukaan dan peralatan perekaman data. Penyiapan dapat memakan waktu beberapa jam setelah drillstring diambil

Setelah diturunkan ke bagian bawah, pengukuran dilakukan di jalan keluar dari lubang sumur. Hal ini dilakukan dalam upaya untuk mempertahankan ketegangan pada kabel (yang peregangan) sekonstan mungkin untuk tujuan korelasi mendalam. (Pengecualian untuk ini praktiknya adalah di lingkungan tertentu yang tidak bersahabat di mana alat elektronik mungkin tidak dapat bertahan suhu di bagian bawah untuk jumlah waktu yang diperlukan untuk menurunkan alat dan kemudian merekam pengukuran sambil menarik alat ke atas lubang.

Dalam hal ini, pengukuran 'down log' mungkin benar-benar dilakukan di jalan masuk ke dalam sumur dan diulangi di jalan keluar jika memungkinkan.) drum biasanya akan beroperasi antara 300 dan 1800 m/jam tergantung pada kebutuhan alat; Alat sinar gamma sederhana dapat dijalankan pada 1200 m/jam sedangkan kombinasi densitas-neutron harus berjalan lebih lambat. Kebanyakan pengukuran wireline direkam secara terus menerus meskipun sonde bergerak. Pengambilan sampel cairan dan alat pengukur tekanan tertentu mengharuskan sonde berhenti, meningkatkan kemungkinan sonde atau kabel macet. Di bawah keadaan operasional, seperti saat mengebor sumur dengan jangkauan yang luas, alat logging mungkin diangkut dengan pipa atau dipompa ke zona yang diinginkan sebelum mulai melakukan penebangan. Alat logging (Tabel 2.1) semuanya memiliki karakteristik berbeda yang dapat mempengaruhi kualitas log, tergantung pada fisika alat dan lingkungan lubang bor: yang utama di antaranya adalah kedalaman investigasi (Tabel 2.2). Sebagian besar alat hanya memiliki kedalaman invasi yang dangkal dan mungkin hanya membaca zona memerah atau transisi, terutama jika invasi telah signifikan. Alat resistivitas memiliki berbagai kedalaman invasi karena desain, terutama alat yang terfokus; alat penetrasi dalam dapat menyelidiki beberapa kaki ke dalam formasi.

Tabel 2. 1 Alat dan akronim logging wireline umum.

Tool type/name	Physical measurement	Use
<i>Environment</i>		
Temperature (BHT)	Temperature	For resistivity calculations
Pressure (PRESS)	Fluid pressure	For formation volume calculations
Calliper (CAL)	Borehole diameter	Data quality, breakout
<i>Lithology</i>		
Gamma ray (GR)	Natural radioactivity	Shale indicator, correlation
Spectral gamma (NGS)	Component natural radioactivity	Depositional environment
Spontaneous potential (SP)	Electric potential	Permeable layers, R_w estimation

<i>Porosity</i>		
Sonic (BHC, LSS, DSI)	Acoustic velocity	Matrix porosity
Density (FDC, LDT)	Bulk density	Total porosity
Neutron (CNL)	Hydrogen index	Total porosity
<i>Resistivity</i>		
Induction (DIL, ILD)	Conductivity	Formation resistivity in oil-based mud, S_w
Laterolog (DLL)	Resistivity	Resistivity in water-based muds
Microlog (ML)	Resistivity of mudcake/flushed zone	Indicator of permeability, thin bed resolution
Micro-laterolog (MLL)	Resistivity of flushed zone	Measures R_{xo}
Proximity log (PL)	Resistivity of flushed zone	Measures R_{xo}
Micro-spherically focused log (MSFL)	Resistivity of flushed zone	Measures R_{xo}
<i>Other logs</i>		
Formation tester (RFT, MDT)	Formation pressure and samples	Pressure measurements from the invaded zone and samples from the uninvaded zone
Sidewall coring tool (CST, RSWC)	Lithology	Percussion and rotary samples of borehole wall
Nuclear magnetic resonance (NMR)	Free fluid index	Porosity, moveable fluids, permeability
Borehole image logs	High-resolution resistivity and sonic	Structural and sedimentological

Tabel 2. 2 Kedalaman investigasi alat logging dan resolusi vertikal.

Tool type/TLA	Vertical resolution	Depth of investigation	Tool limitations
Spontaneous potential (SP)	2–3 m	N/A	OBM; $R_{mf} < R_w$
Gamma ray (GR)	60 cm	30 cm	Borehole rugosity
Spectral gamma ray (SGR)	100 cm	40 cm	Borehole rugosity
Photoelectric effect (PEF)	60 cm	5 cm	Barite mud
Dual laterolog (DLL) – D/M	60 cm/60 cm	1.5 m/45 cm	OBM; $R_{mf}/R_w < 2.5$
Micro log (MSFL/ML)	5–10 cm	3–10 cm	OBM
Dual induction DIL – D/M/S	<3 m/<2 m/<1 m	1.5 m/75 cm/40 cm	Res >200 Ω m; $R_{mf}/R_w < 2.5$
Array induction – D/M/S	1 m/1 m/60 cm	1.8 m/1.5 m/40 cm	Res >200 Ω m; $R_{mf}/R_w < 2.5$
Bulk density (DENS)	45 cm	20 cm	Hole rugosity
Neutron porosity (CNL)	60 cm	25 cm	Stand-off
Sonic (BHC, AC)	60 cm	15 cm	Cycle skipping
Array sonic	1.5 m	15 cm	$V_{shear} > V_{mud}$
Dipole sonic	1.5 m	30 cm	–

Resolusi vertikal alat dapat bervariasi dari beberapa sentimeter hingga beberapa meter; alat pencitraan resolusi tinggi dapat membedakan lapisan dalam batupasir dan serpih. Resolusi vertikal biasanya merupakan fungsi dari jarak antara sumber dan detektor; semakin pendek jaraknya, semakin besar resolusinya. Kecepatan logging dijalankan juga dapat mempengaruhi kualitas hasil, melalui fluktuasi statistik baik dalam pengukuran atau laju pengambilan sampel. Setiap alat memiliki seperangkat kriteria dan kondisi tertentu di mana mereka berfungsi secara optimal.

Sebagian besar perusahaan jasa memiliki format presentasi log standar untuk setiap kombinasi alat; namun, karena hasilnya biasanya disajikan sebagai catatan digital, formatnya sepenuhnya digerakkan oleh pengguna. Kombinasi alat utama adalah GR/SONIC, GR/RES dan GR/DEN/NEUT

(Tabel 2.3). Dalam setiap kasus, GR/SP/CAL/BIT_SIZE ada di Track 1 di sebelah kiri dan kombinasi lainnya di Track 2 atau 3 yang sesuai. Timbangan, rentang, dan unit untuk setiap log juga standar di sebagian besar tampilan.

Tabel 2. 3 Skala, unit, dan rentang log wireline standar.

Log (track)	Measurement (units)	Left	Right
GR (1)	API	0	150
SP (1)	Millivolts (mV)	-10	+10
CAL (1)	Inches (in)	6	16
BIT_SIZE (BS) (1)	Inches (in)	6	16
RES (2)	Resistivity – logarithmic scale (Ω m)	0.2	200
SONIC (3)	Slowness (μ s/ft)	140	40
DENS (2)	Bulk density (g/cm^3)	1.95	2.95
NEUT (2)	Limestone porosity units (p.u.)	0.45	-0.15
PEF (2)	Barnes/electron (B/e)	0	10

Tabel 2.4 menyajikan alat logging umum dan aplikasi utama serta batasannya; ini akan dibahas secara lebih rinci dalam bab-bab berikut. Ada banyak alat wireline lain yang tersedia yang memberikan informasi spesifik untuk evaluasi reservoir, seperti pengukuran tekanan, kondisi lubang bor dan gambar resolusi tinggi; peran mereka juga akan disinggung selama penulisan buku ini.

Tabel 2. 4 Aplikasi dan batasan alat logging.

Logging tool	Applications	Interpretation limitations
Calliper	Borehole diameter; breakout	Check repeatability
Spontaneous potential (SP)	Correlation; R_w estimation	Shale effects, baseline drift
Gamma ray (GR)	Correlation; lithology; V_{sh} estimation	Radioactive sands effect
Spectral gamma ray (SGR)	Correlation; lithology; V_{sh} estimation	Compare U, Th, K ratios
Photoelectric effect (PEF)	Lithology and correlation	–
Dual laterolog (DLL) – D/M	Estimate R_t , R_{xo} , D_i in relatively salty mud	Clay-bound water; shaly sand interpretation
Micro log (MSFL/ML)	Permeability and moved hydrocarbon indicator; estimate R_{xo}	S_{xo} can be affected by invasion flushing
Dual induction (DIL) – D/M/S	Estimate R_t , R_{xo} , D_i in relatively fresh Clay-bound water effect on S_w three mud and OBM; reduced shoulder bed readings will stack in impermeable beds	
Array induction – D/M/S		
Bulk density (DENS)	Estimate porosity, lithology	Matrix and fluid density required for porosity
Neutron porosity (CNL)	Estimate porosity; indicate gas	Gas effect; check matrix lithology
Sonic (BHC, AC)	Measure compressional velocity and porosity	Matrix and fluid density required for porosity
Array sonic	Measure compressional and shear velocity	–

2.4 Data Pengetesan Produksi Sumur

Coring adalah proses memperoleh sampel lubang bor yang lebih besar, baik saat lubang diperdalam menggunakan bit inti khusus dan perakitan (Gambar 2.2) atau sebagai sampel inti dinding samping yang diperoleh pada wireline setelah lubang dibor. Inti dan sampel inti digunakan untuk memahami lebih baik lingkungan pengendapan formasi dan juga untuk mendapatkan pengukuran

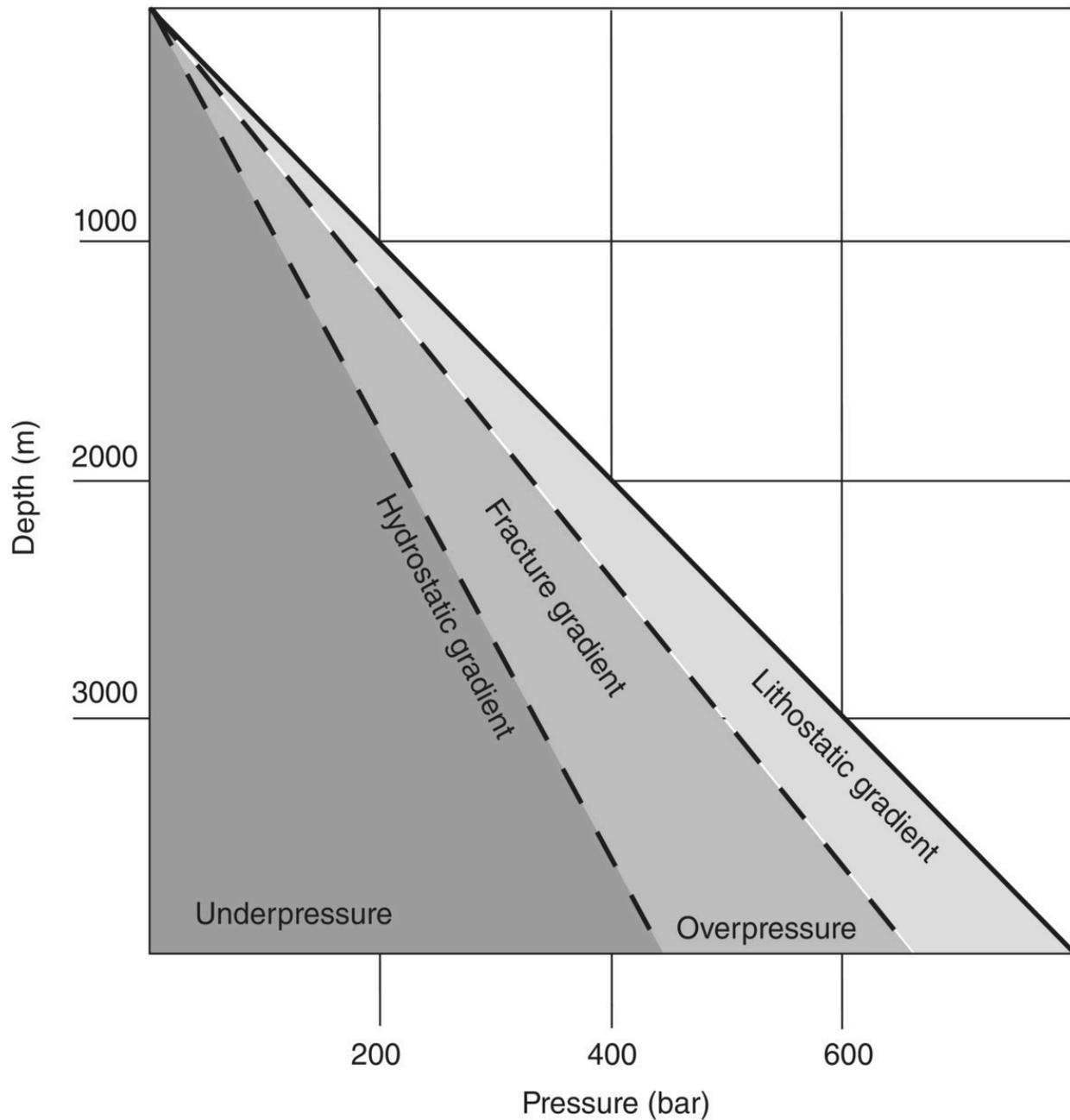
porositas dan permeabilitas dari unit reservoir potensial. Bagian tipis petrografi dari sampel inti digunakan untuk studi mineralogi, tekstur dan diagenetik dan dapat mencakup gambar SEM dari distribusi ukuran pori. Sampel inti yang dipilih, biasanya mewakili fasies yang berbeda, digunakan untuk pengukuran listrik untuk mendapatkan nilai a , m dan n dalam persamaan Archie untuk menetapkan resistivitas formasi dan memperkirakan saturasi air dari log. Sampel inti juga digunakan untuk menetapkan sifat dinamis reservoir seperti keterbasahan, tekanan kapiler dan permeabilitas relatif.

2.5 Lingkungan Lubang Bor

Lubang bor adalah lingkungan yang tidak bersahabat untuk alat logging; tekanan dan suhu tinggi, kondisi kimia dan fisik yang agresif, karena cairan pengeboran, cairan formasi dan proses pengeboran, geometri dan kondisi lubang, semua berdampak pada kinerja alat. Semakin canggih alatnya, semakin besar batasan fisik yang dikenakan oleh elektronik; alat memiliki batasan berdasarkan peringkat suhu dan tekanan yang diberikan oleh produsen peralatan.

Overburden, atau tekanan litostatik, adalah gaya yang disebabkan oleh berat batuan di atas zona reservoir dan juga merupakan fungsi dari kepadatan formasi di atasnya. Cairan di ruang pori juga berada di bawah tekanan yang sama; tekanan hidrostatis adalah tekanan fluida normal dimana ada hubungan langsung dengan permukaan. Tekanan hidrostatis, juga merupakan fungsi dari densitas fluida, umumnya sepertiga dari tekanan litostatik dalam situasi normal (Gambar 2.4).

Dimana fluida tidak berhubungan dengan permukaan, situasi normal di reservoir hidrokarbon, terjadi overpressure. Tekanan efektif pada reservoir adalah perbedaan antara overburden dan tekanan formasi; jika reservoir diproduksi atau segel dilanggar, tekanan pada akhirnya akan seimbang. Reservoir juga dapat ditekan, biasanya karena penipisan produksi. Dapat diasumsikan bahwa semua tekanan yang bekerja adalah isotropik, meskipun hal ini tidak terjadi karena medan tegangan regional.



Calculations and conversions:

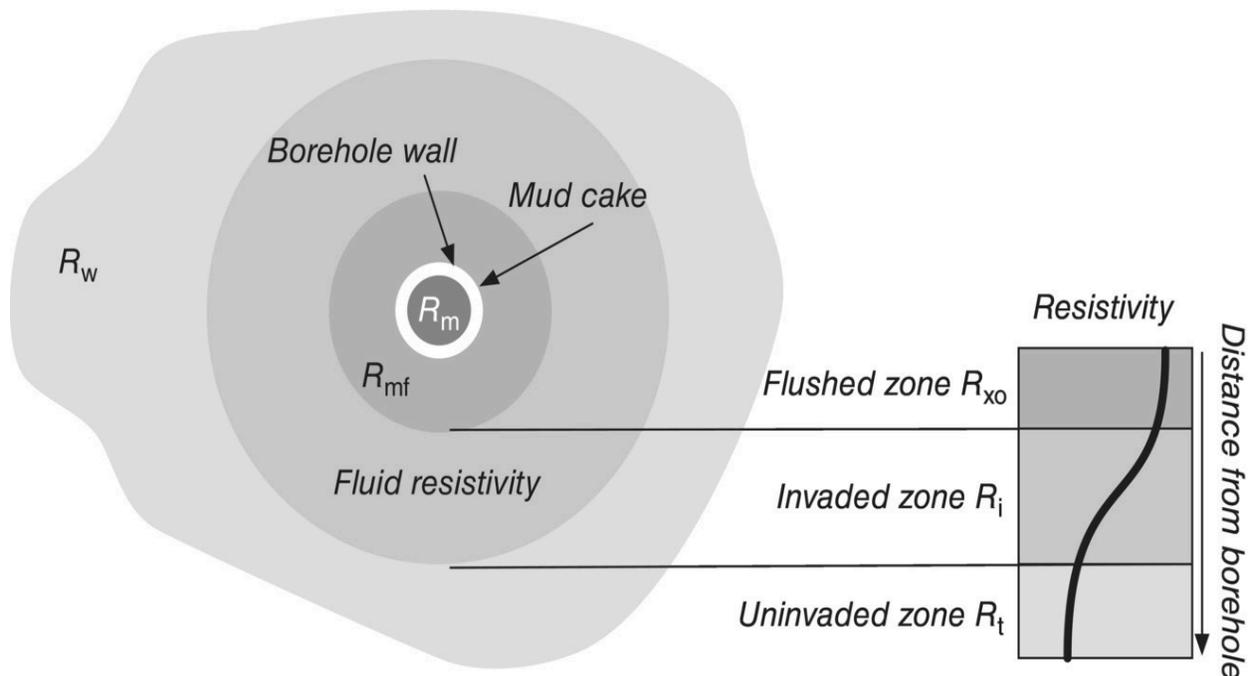
$$\text{Pressure (psi)} = \text{MWppg} \cdot 0.0519 \cdot \text{TVDft}$$

$$\text{Pressure (bar)} = \text{MWg/cc} \cdot 0.0981 \cdot \text{TVDm}$$

Gambar 2. 4 Gradien tekanan yang diharapkan di bawah permukaan saat sumur dibor. Tekanan formasi umumnya terletak antara gradien hidrostatik dan litostatik.

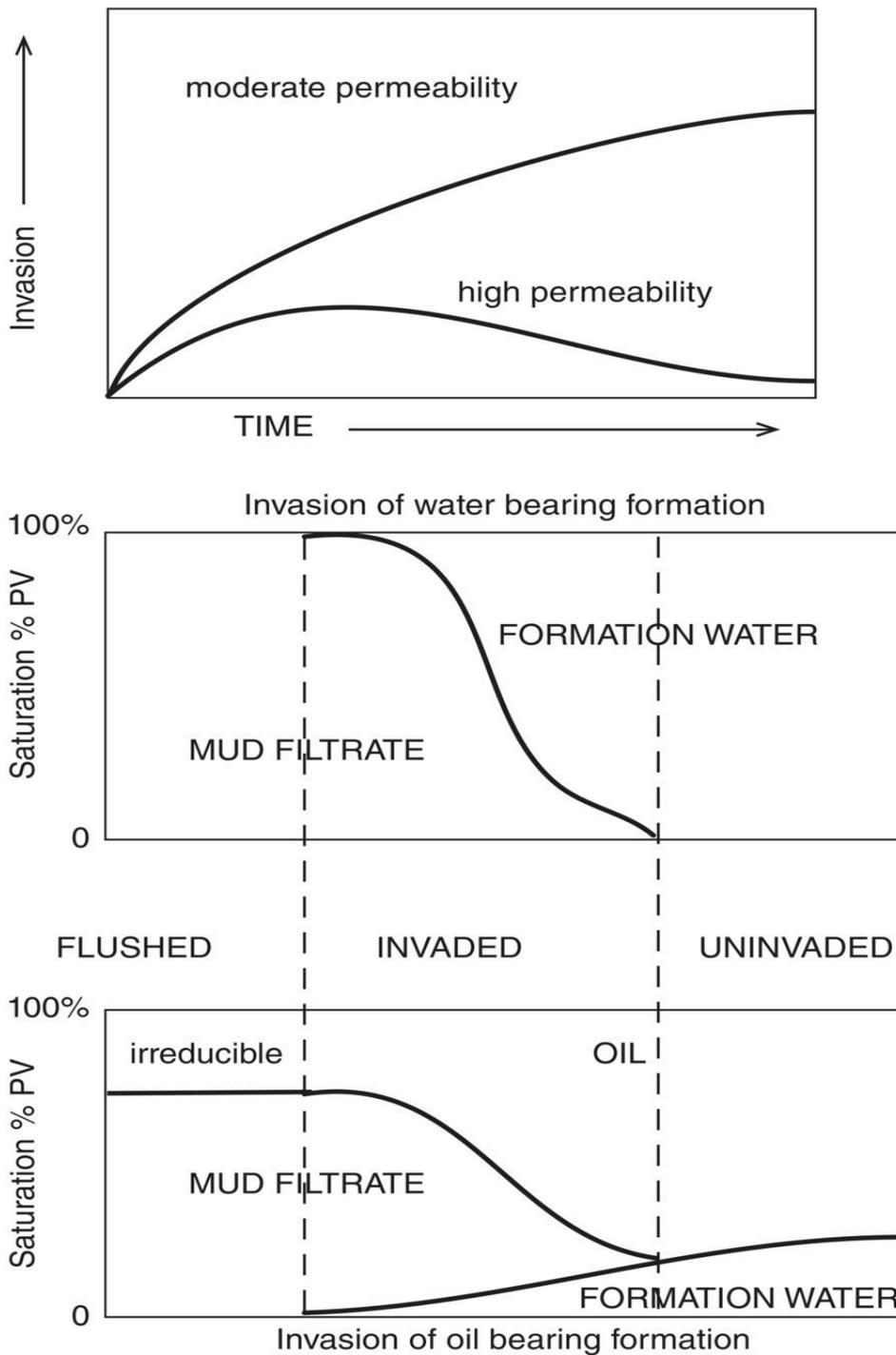
Cairan pengeboran (lumpur) digunakan untuk mendinginkan dan melumasi mata bor, menghilangkan potongan bor, melawan tekanan fluida di batuan dan menstabilkan dinding lubang bor dengan membuat mudcake. Lumpur pemboran adalah suspensi tanah liat, mineral dan bahan kimia dalam media berbasis air atau minyak, dengan elemen khusus untuk mengontrol densitas, viskositas dan kekuatan gel – sifat yang menjaga efisiensi fluida. Kepadatan lumpur pemboran akan bervariasi tergantung pada tekanan fluida yang diharapkan dan aktual yang dialami saat pemboran, tetapi selalu ada faktor keamanan bawaan yang mengakibatkan sumur yang dibor menjadi tidak seimbang. Karena lumpur pemboran berada pada tekanan yang lebih besar daripada tekanan fluida dalam formasi, lumpur mengalir ke dalam unit permeabel; ini disebut invasi. Invasi mengubah batuan dan cairan di sekitar lubang bor; lumpur pemboran menggantikan fluida reservoir dengan filtrat lumpur dan meninggalkan mudcake pada dinding lubang bor.

Perubahan kondisi reservoir awal ini harus diperkirakan dan digunakan dalam interpretasi pengukuran log. Parameter lingkungan utama adalah diameter lubang bor, resistivitas lumpur pemboran (R_m), luas dan profil zona terinvasi dan resistivitas zona flushed (R_{xo}) dan zona tak terinvasi (R_t) (Gambar 2.5). Semakin lama unit permeabel terkena cairan pengeboran, semakin besar adalah invasi dan semakin kompleks profil invasi sebagai segregasi cairan dapat terjadi (Gambar 2.6).



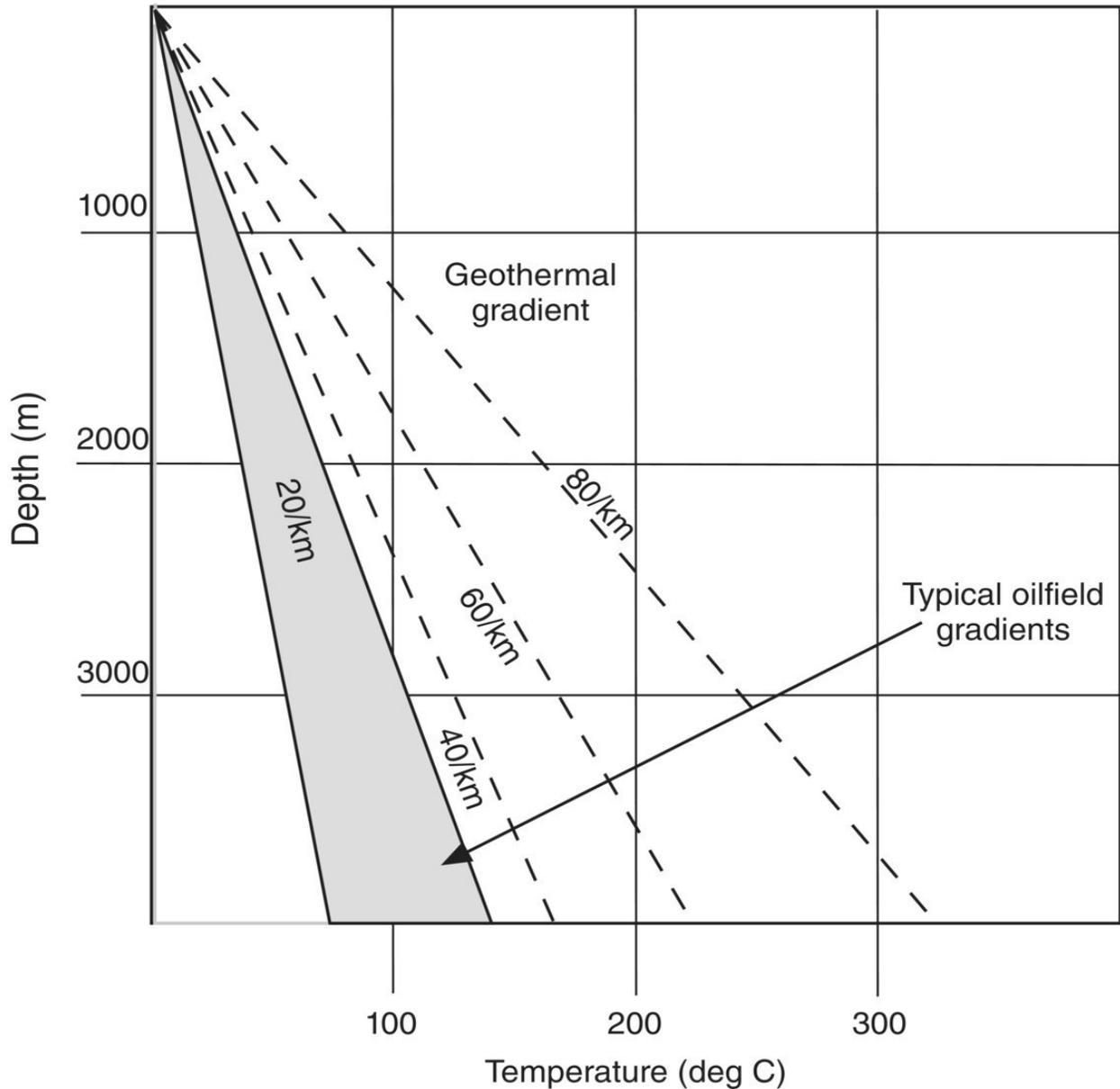
Gambar 2. 5 Representasi zona invasi di sekitar lubang bor vertikal dan profil resistivitas yang dihasilkan.

Effect of Time and Permeability on Invasion



Gambar 2. 6 Pengaruh waktu dan permeabilitas pada profil invasi lumpur pengeboran Resistivitas lubang bor dan cairan reservoir bervariasi dengan suhu; oleh karena itu perlu dicatat suhu permukaan rata-rata dan suhu lubang dasar (BHT) sumur untuk menghitung gradien suhu yang dapat digunakan untuk kalibrasi pengukuran. Gradien panas bumi adalah ukuran laju kenaikan suhu dengan kedalaman dan dapat bergantung pada konduktivitas termal

batuan dan tingkat aktivitas tektonik/vulkanik di cekungan; gradien tipikal adalah 1 °F per 70 kaki (25 °C/km) (Gambar 2.7). Serpih, isolator termal, memiliki gradien yang besar, sedangkan garam menghantarkan panas secara efisien dan memiliki gradien yang lebih kecil.



Gambar 2. 7 Gradien panas bumi yang berbeda menunjukkan peningkatan suhu dengan kedalaman, dengan zona suhu khas ladang minyak yang ditunjukkan.

Sensor dipasang pada semua rangkaian alat logging untuk mengukur suhu maksimum di sumur di ujung setiap bagian sumur dan di kedalaman total. BHT diperlukan terutama untuk mengkalibrasi pengukuran resistivitas, tetapi juga digunakan untuk mendeteksi aliran ke dalam sumur dan untuk pemodelan geokimia. Suhu aktual yang diukur adalah suhu fluida pemboran, bukan formasi. Diperlukan waktu berjam-jam atau sehari-hari tanpa sirkulasi lumpur agar fluida

dapat menyeimbangkan formasi. Oleh karena itu suhu yang diukur dengan alat LWD, yang diambil saat lumpur bersirkulasi, adalah tidak representatif dan tidak boleh digunakan dalam interpretasi kecuali dikalibrasi. Bahkan pengukuran wireline biasanya memerlukan beberapa koreksi suhu sebelum dapat digunakan; ini biasanya dilakukan dengan menggunakan plot Horner, yang menggabungkan suhu dari beberapa logging berjalan terhadap waktu sejak sirkulasi dihentikan.

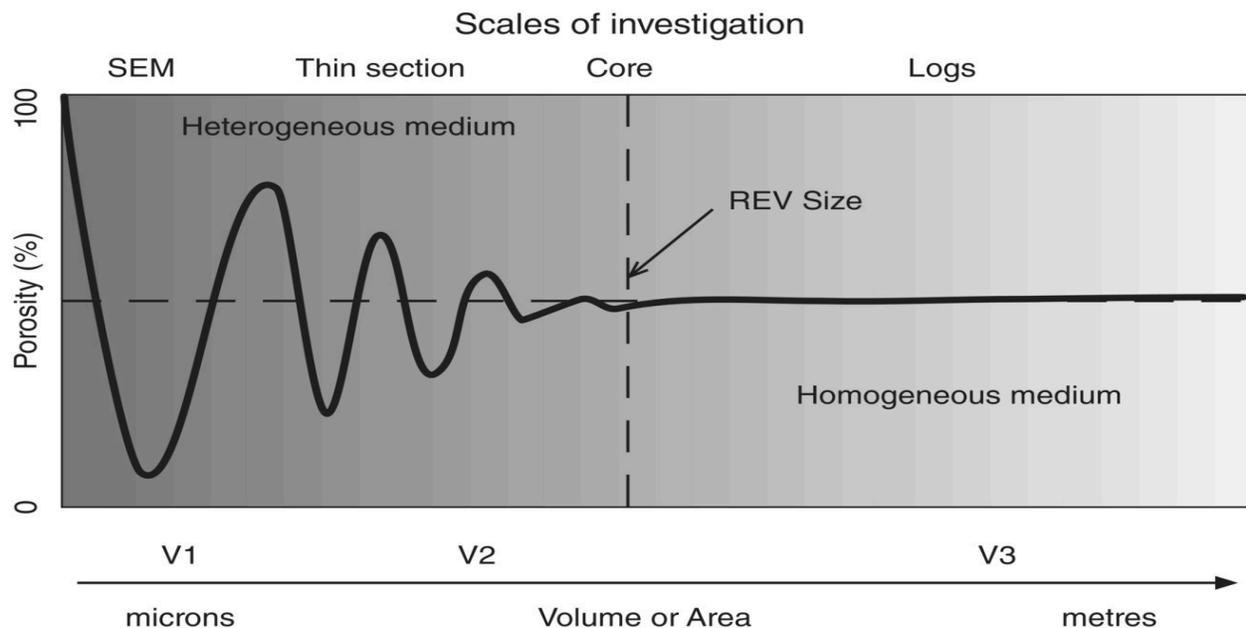
Geometri lubang bor – ukuran dan bentuk – diukur menggunakan berbagai alat kaliper yang berbeda, termasuk yang memiliki lengan mekanis sederhana, alat empat lengan yang lebih akurat yang menangkap orientasi dan pengukuran akustik yang memungkinkan dinding lubang bor ditampilkan dalam 3D. Perkakas mekanis memiliki 2–6 lengan artikulasi yang mengirimkan sinyal resistivitas dari bantalan sensor di setiap ujung yang bersentuhan dengan dinding lubang bor. Kaliper akustik merekam sinyal ultrasound dari dinding lubang bor saat berputar dengan cepat, mengirim dan menerima sinyal dari transduser yang sama. Pada alat penginderaan jauh ini diperlukan pengetahuan yang akurat tentang kecepatan suara dalam fluida pemboran. Pengukuran yang dilakukan oleh alat tersebut memberikan informasi tentang washout, breakout lubang bor karena medan tegangan lokal atau regional dan juga adanya rekahan.

2.6 Kesimpulan

Alasan utama untuk mengebor lubang bor adalah untuk memperoleh data. Dalam bentuk yang paling sederhana, ini mungkin saja apakah ada konsentrasi hidrokarbon, air atau bahkan mineral. Namun, selama pengeboran lubang bor, ada banyak informasi dasar yang bisa diperoleh dengan menggunakan pengamatan sederhana atau pengukuran canggih saat pengeboran. Peran mud logger sering diremehkan dan pentingnya mud log sebagai catatan harian dari semua kejadian selama pemboran sumur sering diabaikan, namun bagi para petrofisika hal itu harus menjadi sumber data referensi pertama. Akuisisi data inti selalu memecah belah; semua orang tahu nilai inti, tetapi membenarkan biaya dalam hal waktu dan uang terkadang sulit. Beberapa perusahaan tidak akan pernah membuat inti eksplorasi dengan baik karena jika berhasil mereka akan mengharapkan untuk kembali untuk penilaian, tetapi ini sering kali merupakan ekonomi yang salah, karena kalibrasi semua informasi lain yang diperoleh kurang. Data-data yang di sajikan dalam kegiatan akuisisi data sangat di perlukan karena untuk menyatukan semua informasi yang ada di dalam sumur.

3. Properti Fluida dan Batuan

Dalam reservoir, fluida mengalir melalui jaringan pori-pori yang saling berhubungan yang diciptakan oleh distribusi butiran kuarsa, feldspar, litoklas atau butiran dan fragmen karbonat; cairan, air, minyak atau gas, mengalir selama migrasi dan produksi hidrokarbon. Gaya mikroskopis (gravitasi, viskositas dan kapilaritas) efektif selama distribusi awal fluida sehingga studi tentang sistem pori pada skala ini sangat penting untuk memahami sifat batuan reservoir dan fluida. Pada titik inilah skala perwakilan data menjadi penting dalam studi petrofisika: integrasi data dari skala mikroskopis, makroskopik dan megaskopik merupakan tantangan besar. Ketika kami menganalisis sampel batuan atau menafsirkan log kontinu, kami hanya mengambil sampel volume yang sangat kecil dari reservoir dan sering mencoba mengekstrapolasi data ini pada volume yang jauh lebih besar. Konsep representatif volume dasar (REV) diperkenalkan untuk mencoba menangkap banyak skala data dan bagaimana mereka dapat digunakan dalam karakterisasi reservoir (Gambar 3.1). REV adalah volume terkecil di mana pengukuran dapat dilakukan yang mewakili seluruh volume sampel (Bear, 1972). Skala pengukuran menjadi aspek penting dari karakterisasi reservoir, apakah Anda mulai dengan data petrografi dari bagian tipis atau data log wireline, integrasi data dan penghindaran bias sampel merupakan prasyarat mendasar.

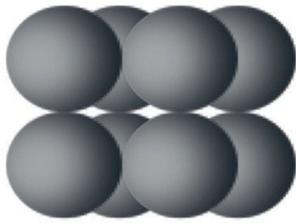


Gambar 3. 1 Volume dasar representatif (REV) dan skala penyelidikan dan pengukuran dalam media heterogen dan homogen.

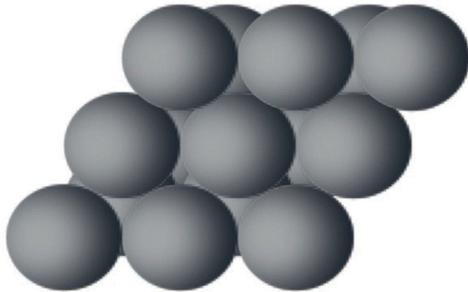
3.1 Properti Batuan

Dengan Melihat sistem klastik terlebih dahulu, penyortiran butir dan pengepakan menentukan jaringan pori lebih dari ukuran butir. Bulat sempurna, bola berukuran sama dikemas dalam pola kubik, independen dari ukuran butir, memiliki porositas 47,6%, sedangkan bola yang sama dikemas dalam pola ortorombik memiliki porositas 26,0% (Gambar 3.2). Dengan mencampur ukuran butir, sehingga ruang pori yang lebih besar terisi dengan butir yang lebih kecil, porositas akan berkurang. Derajat pemilahan merupakan fungsi dari mekanisme pengendapan, energi dan sumber sedimen; butir yang tersortir sedang atau baik sering kali mencerminkan periode penyortiran sebelumnya sebelum pengendapan atau siklus pengendapan kedua. Jaringan pori reservoir klastik umumnya bersifat intergranular; namun, pepadatan dan diagenesis dapat mengubah porositas secara signifikan, dan jarang menjadi lebih baik.

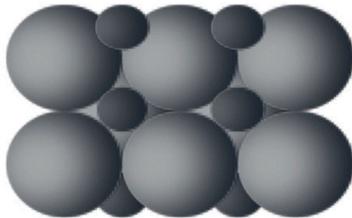
(a)



Cubic packing of equal sized spheres: porosity = 47.6%
(independent of grain size)

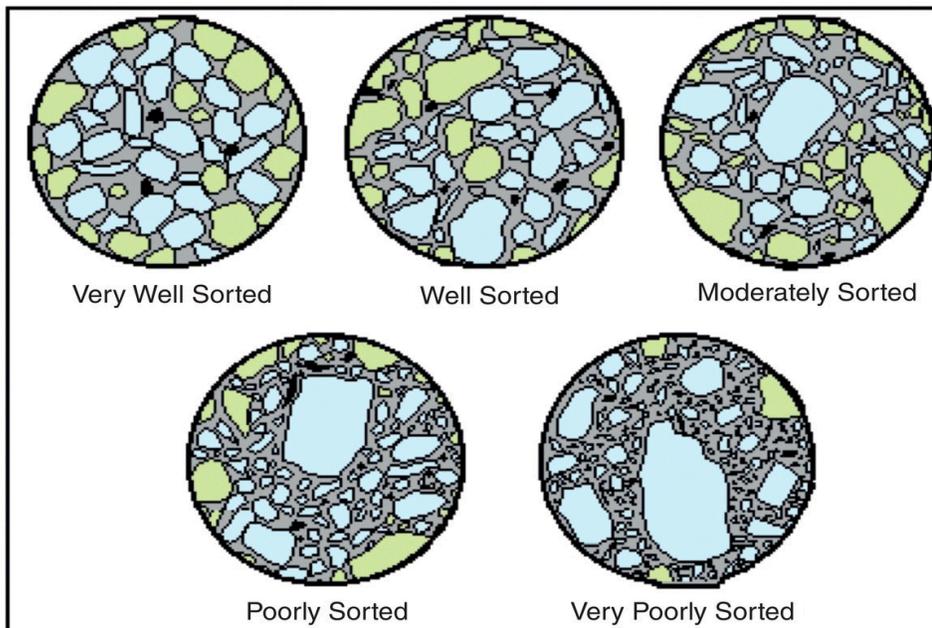


Orthorhombic packing of equal sized spheres:
porosity = 26%



Mixture of spheres of different sizes: porosity < 26%

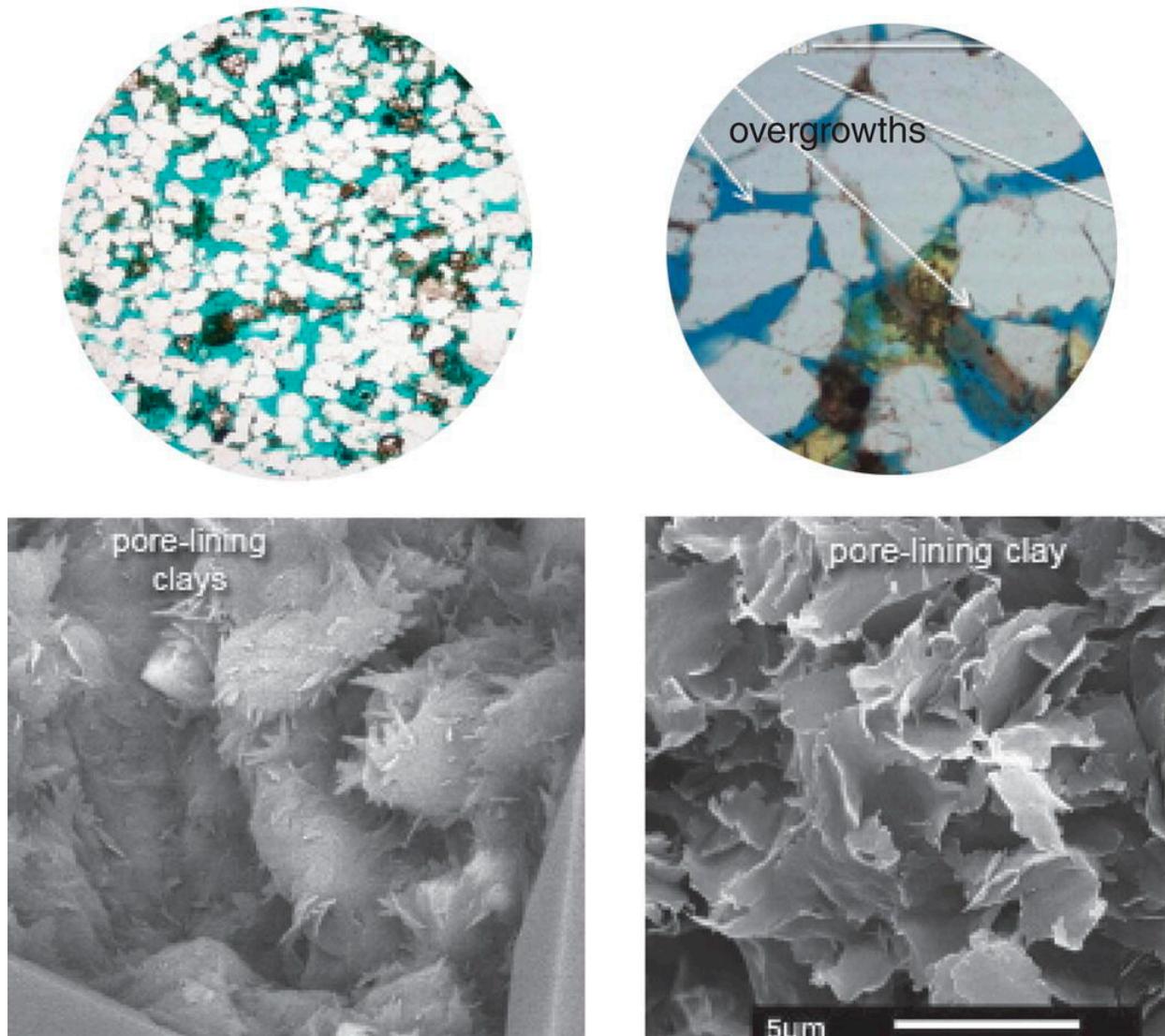
(b)



Gambar 3. 2 a) Dampak ukuran butir, pemilahan dan pengepakan pada porositas pada batuan klastik tipikal. (b) Estimasi visual tipikal derajat pemilahan pada batupasir.

Batuan karbonat sering didominasi butiran, tetapi mengalami perubahan kimia pasca pengendapan yang luas yang mempengaruhi jaringan pori primer. Butir dapat berupa organik (bioklas) atau anorganik (pelet, ooid) yang menyediakan sistem pori antar dan intragranular. Kalsium karbonat dalam bentuk aragonit atau kalsit merupakan penyusun utama sebagian besar organisme laut yang membentuk reservoir batugamping; aragonit secara kimiawi kurang stabil dan dengan cepat diubah menjadi kalsit. Dolomit adalah magnesium karbonat dan umumnya berasosiasi dengan batugamping yang berubah, mengubah struktur kristal dan menghasilkan sistem pori yang membesar; ini mungkin tidak terhubung dengan baik seperti sistem aslinya. Sifat geologis, fisik, dan kimia yang kompleks dari batuan karbonat sering menghasilkan sistem pori substansial yang tidak efektif untuk menghasilkan reservoir tanpa beberapa jenis stimulasi untuk menghubungkan matriks, di mana sebagian besar hidrokarbon disimpan, dengan jalur aliran utama.

Sebuah studi petrografi rinci, termasuk analisis bagian tipis, difraksi sinar-X (XRD) dan pemindaian mikroskop elektron (SEM) dapat sangat meningkatkan deskripsi petrofisika reservoir (Gambar 3.3). Mikroskop bagian tipis menyediakan metode investigasi dasar untuk mengkarakterisasi mineralogi batuan reservoir dan sifat tekstur: ukuran butir, pemilahan dan kebulatan. Sebuah deskripsi rinci dari sampel dapat mengungkapkan informasi tentang sejarah diagenesa batuan dan jenis porositas utama; bagian tipis biasanya diwarnai untuk membantu perkiraan visual porositas. Tingkat litifikasi batuan juga dapat diperkirakan dengan mempelajari kontak butir dan tingkat pepadatan.



Gambar 3. 3 Contoh potongan tipis petrografi dan gambar SEM: porositas diwarnai biru.

Penggunaan SEM memungkinkan penyelidikan lebih dalam dan karakterisasi sistem pori dalam hal bentuk, ukuran dan geometri dan mineralogi dari unsur-unsur penyusunnya. Kumpulan data representatif yang diambil dengan hati-hati setidaknya secara kualitatif akan membantu mengkarakterisasi reservoir untuk studi petrofisika. SEM digunakan dalam pengenalan dan distribusi jenis tanah liat yang berbeda, yang semuanya dapat mempengaruhi interpretasi kuantitatif data wireline. Kehadiran jenis lempung tertentu, seperti ilit, juga dapat mempengaruhi kinerja reservoir dengan mengurangi permeabilitas reservoir. Penggunaan XRD sama pentingnya dalam mengenali konstituen unsur reservoir dan untuk memahami pengaruhnya pada log wireline. Kehadiran mineral berat seperti pirit atau siderit akan sangat mempengaruhi densitas dan, dalam kasus pirit, pembacaan resistivitas, pada akhirnya berdampak pada perhitungan saturasi air jika tidak dikenali.

3.2 Litologi

Dua log utama yang tersedia untuk penentuan litologi adalah potensial spontan (SP) dan sinar gamma (GR) atau alat gamma alami (NGT). Pengukuran lain yang mungkin berpengaruh dalam menentukan litologi adalah respon akustik, bulk density dan penyerapan fotolistrik. Alat yang melakukan pengukuran ini dijalankan terutama untuk menentukan porositas dan akan dijelaskan kemudian.

3.2.1 Spontaneous Potensial

SP adalah salah satu alat wireline paling awal dan dikembangkan pada tahun 1940-an. Alat ini mengukur tegangan arus searah yang berkembang secara alami antara elektroda yang dapat dipindahkan di dalam sumur dan elektroda tetap kedua di permukaan (Doll, 1948). Satuan pengukuran adalah milivolt (mV). Respon pahat dibuat oleh variasi elektrokimia antara fluida lubang bor dan batuan reservoir yang disebabkan oleh perbedaan salinitas antara filtrat lumpur dan air formasi di dalam lapisan permeabel. Responnya bisa positif (ke kanan) atau negatif (ke kiri), tergantung terutama pada salinitas relatif lumpur dan formasi. Jika salinitas filtrat lumpur kurang dari salinitas formasi, defleksi negatif – ini adalah situasi normal. Dimana ada sedikit perbedaan salinitas, defleksi dari garis dasar minimal. Ketahuilah bahwa pada bagian lubang bor yang panjang, baseline shale dapat melayang, baik secara positif maupun negatif, dan perlu dikoreksi. Jelas jika lumpur tidak konduktif, yaitu lumpur berbasis minyak, tidak ada pengukuran yang dapat dilakukan.

Arus SP yang mengalir di antara dua fluida disebabkan oleh gaya gerak listrik (EMF) yang terdiri dari komponen elektrokimia dan elektrokinetik. Yang pertama adalah fungsi dari ion natrium positif (Na^+) yang mampu mengalir melalui serpih dari larutan NaCl yang lebih pekat ke yang lebih lemah, sedangkan ion klorida negatif (Cl^-) diblokir, menciptakan arus listrik dan potensial perbedaan. Potensial melintasi serpih disebut potensial membran. Pada pasir bersih, total elektrokimia EMF (E_c) memiliki hubungan sebagai berikut:

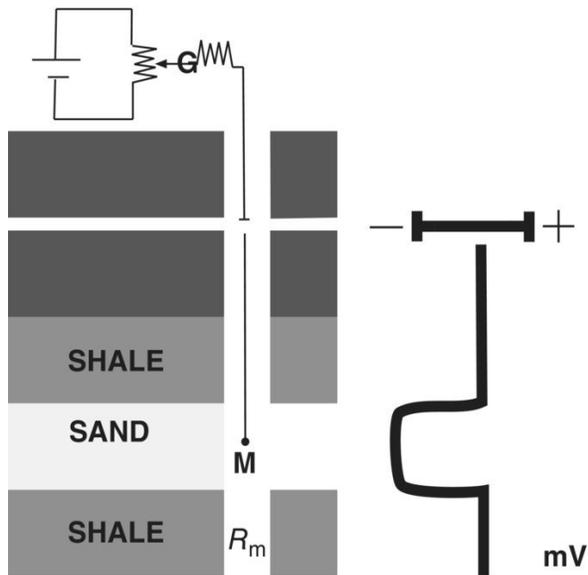
$$E_c = -K \log \frac{a_w}{a_{mf}} = -K \log \frac{R_w}{R_{mf}}$$

di mana a_w dan a_{mf} adalah aktivitas kimia air formasi dan filtrat lumpur, masing-masing pada suhu formasi dan K adalah koefisien yang sebanding dengan suhu absolut yang setara dengan 71 pada 25°C . R_w dan R_{mf} masing-masing adalah resistivitas air formasi dan filtrat lumpur, sehingga memungkinkan SP digunakan secara kuantitatif untuk memperkirakan salinitas air formasi.

Komponen elektrokinetik SP dihasilkan ketika elektrolit mengalir melalui media berpori non-logam yang permeabel, dalam hal ini mudcake yang mengembangkan formasi permeabel yang berlawanan. Besarnya potensial ini terutama bergantung pada perbedaan tekanan yang

menghasilkan aliran dan resistivitas elektrolit. Skala efek ini adalah diabaikan dalam banyak kasus, tetapi dapat menjadi jelas di mana zona reservoir yang habis ditembus atau cairan pengeboran dengan berat lumpur yang tinggi digunakan untuk mengelola urutan tekanan berlebih.

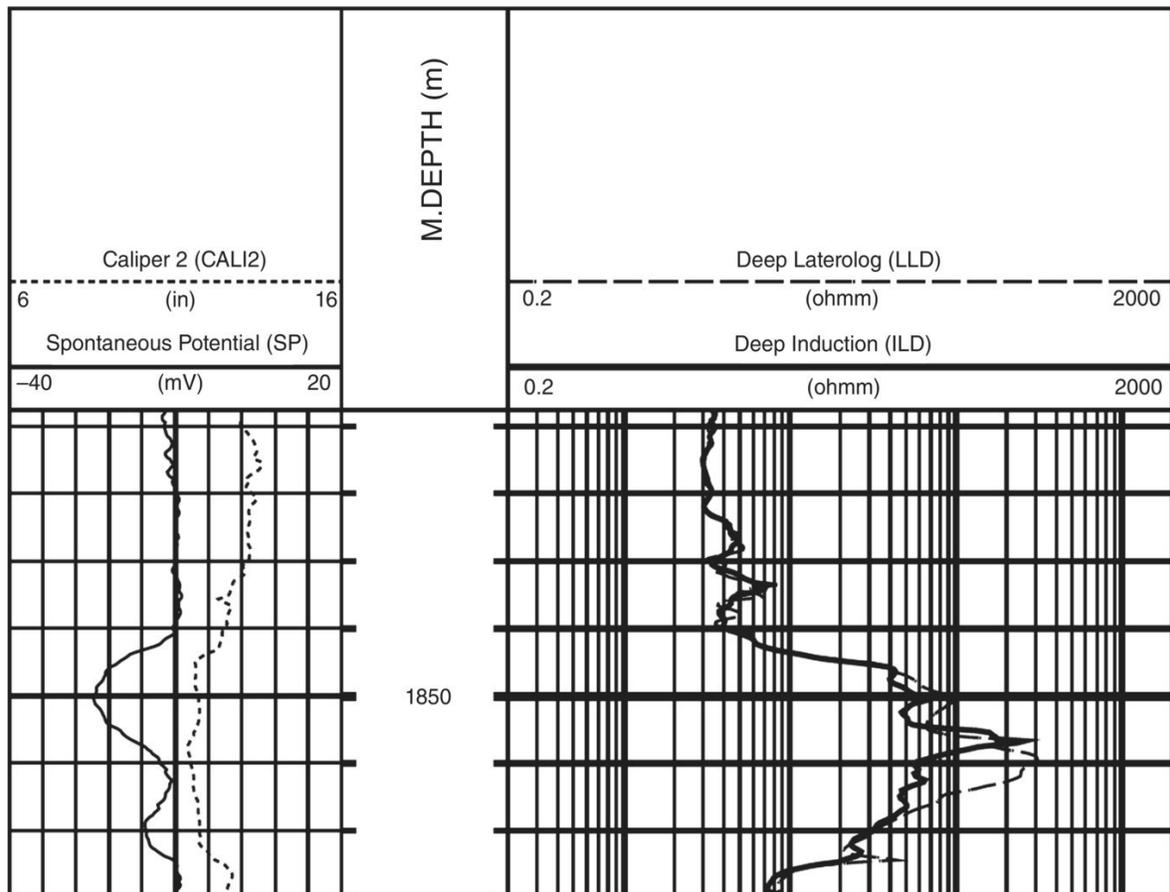
SP digunakan untuk mendeteksi lapisan permeabel dan batas-batasnya, menentukan resistivitas air formasi dan memperkirakan volume lempung di lapisan permeabel. Nilai yang tercatat dipengaruhi oleh ketebalan lapisan, resistivitas lapisan, kandungan serpih, kandungan hidrokarbon, diameter lubang bor, invasi lumpur pemboran dan R_{mf}/R_w . SP sering digunakan untuk menentukan pasir dari serpih dalam urutan klastik dan juga volume lempung di lapisan pasir permeabel; di pasir pembawa air, tingkat pengurangan SP terkait dengan jumlah serpih dalam formasi (Gambar 3.4). Respon SP dalam urutan serpih umumnya konstan, mendefinisikan dasar serpih terhadap mana keberangkatan positif ($R_{mf} < R_w$) dan negatif ($R_{mf} > R_w$) dicatat yang mewakili lapisan permeabel. Karena pahat menanggapi perbedaan antara resistivitas filtrat lumpur dan fluida formasi, besarnya defleksi terkait dengan rasio resistivitas fluida, bukan permeabilitas. SP juga merupakan satu-satunya alat untuk mengidentifikasi zona air tawar dalam lubang bor; alat resistivitas tetap ambigu dalam pengamatan ini.



Operating principle - measures electric potentials that occur naturally in the borehole due to mud filtrate invasion into the reservoir (electro kinetic) and due to differences in ion concentration between the mud filtrate and the formation water (electro chemical).

Principal Application - Correlation, detection of permeable beds, determination of R_w , shaliness and bed thickness.

Limitations - Loses detail when R_w approaches R_{mf} ; loses character if R_f/R_m increases; deflection subdued as shaliness increases or bed thickness decreases; not suitable in oil based mud or large diameter boreholes.



Gambar 3. 4 Log SP (potensial spontan), yang paling sederhana dari semua pengukuran listrik yang dilakukan di lubang bor.

Potensi spontan statis (SSP) adalah ukuran SP yang dikoreksi untuk ketebalan lapisan dan kandungan lempung di pasir; nilainya dapat dihitung atau dibaca dari grafik. SSP digunakan dalam estimasi resistivitas air formasi; ini hanya boleh dilakukan untuk pasir yang mengandung air yang diketahui SP dan SSPnya sama. PSP (potensial spontan pseudostatik) adalah ukuran SP maksimum dalam formasi serpih dan dapat digunakan dengan SSP untuk memperkirakan volume serpih (V_{sh}) di zona permeabel menggunakan persamaan berikut:

$$V_{sh} = \frac{PSP - SSP}{SP_{sh} - SSP}$$

Respon SP ditekan dengan adanya hidrokarbon; namun, fenomena ini tidak dapat digunakan untuk mengukur saturasi hidrokarbon. Satu catatan lebih lanjut dari hati-hati: kualitas SP tergantung pada kualitas elektroda tetap atau bumi. Di darat, ini adalah masalah sederhana dengan memasukkan elektroda ke dalam tanah; lepas pantai itu bukan masalah sepele dan log yang direkam seringkali bernilai kecil bagi penerjemah.

3.2.2 Gamma Ray

Alat sinar gamma mengukur radioaktivitas alami dalam formasi, menanggapi keberadaan mineral yang kaya uranium, kalium, dan torium. Batupasir kuarsa dengan konsentrasi rendah mineral ini akan merekam respon minimal, tetapi ketika ada detrital lempung atau ada proporsi tinggi kalium feldspar, glauconite, mineral berat atau mika, ada respon yang lebih kuat. Saat kandungan tanah liat meningkat, respons sinar gamma meningkat; serpih laut yang kaya organik umumnya memiliki respons terbesar karena mengandung sejumlah besar mineral kaya uranium yang dihasilkan oleh pengurangan bahan organik yang membusuk.

Batuan karbonat umumnya memiliki respon sinar gamma yang rendah kecuali mengandung detrital clay atau uranium yang signifikan.

Hampir semua radiasi gamma yang dipancarkan secara alami berasal dari isotop radioaktif kalium dengan berat atom 40 (40K) dan oleh unsur radioaktif uranium dan thorium. Jumlah dan energi setiap elemen berbeda dan dapat digunakan untuk membedakannya. Fakta ini digunakan dalam alat sinar gamma spektral yang menggunakan jendela energi selektif untuk mendekonstruksi respons gamma total menjadi elemen-elemen terpisah ini. Umumnya hasilnya ditampilkan sebagai sinar gamma total (SGR) dan sinar gamma yang dihitung (CGR), yang merupakan total gamma dikurangi uranium. Kedua jenis log sinar gamma dapat digunakan untuk memperkirakan volume tanah liat detrital dalam reservoir, tetapi jika diketahui ada kandungan uranium yang tinggi, ini harus diabaikan saat melakukan latihan, dan juga jika reservoir adalah batupasir arkosik dengan kandungan feldspar potasium yang signifikan, sangat mengandung mika atau mengandung abu vulkanik.

Sonde GR berisi detektor, biasanya penghitung kilau, biasanya kristal natrium iodida, yang mengukur radiasi gamma yang dipancarkan dekat dengan dinding lubang bor (Gambar 3.5). Karena ukuran penghitung yang relatif kecil, resolusi variasi formasi yang baik dicapai dan biasanya dijalankan di semua string alat sebagai bantuan untuk korelasi. Standar kalibrasi utama untuk alat GR adalah fasilitas pengujian American Petroleum Institute (API) di

Houston dan log biasanya disajikan sebagai unit API. Alat yang lebih tua menggunakan skala mikrogram setara radium per ton formasi; alat bekas Uni Soviet terus menggunakan skala ini hingga akhir 1990-an dan konversi tersedia untuk alat lama ini. Alat juga dikalibrasi lapangan ke standar API sebelum dikirim ke pekerjaan. Meskipun sebagian besar tidak sensitif terhadap kecepatan logging, alat sinar gamma sederhana merekam lebih banyak 'hitungan per detik' pada kecepatan yang lebih lambat, meningkatkan akurasi pengukuran secara keseluruhan; sinar gamma spektral sangat sensitif terhadap kecepatan logging, bagaimanapun, dan biasanya dijalankan dengan kombinasi densitas dan neutron. Respon pahat memerlukan koreksi untuk ukuran dan kekasaran lubang bor serta densitas dan komposisi fluida pemboran, karena hal ini dapat berdampak pada penangkapan sinar gamma dari formasi, terutama pada interval pencucian atau jika lumpur sangat berat. Kehadiran kalium klorida radioaktif, KCl, sebagai aditif lumpur juga dapat mempengaruhi respons sinar gamma, terutama jika bahan kimia telah memasuki interval permeabel atau telah menumpuk di kue lumpur.

STANDARD GAMMA RAY

Operating principle - measures the natural radioactivity of the formation.

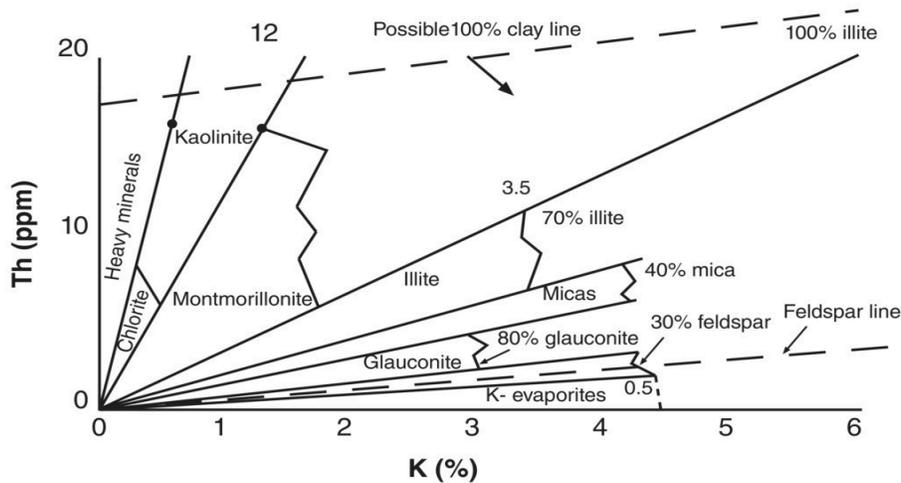
Principal applications - correlation; lithology identification; shale content; sand count, depth control.

Limitations - log quality depends on time constant and instrument sensitivity; potassium bearing mud will give false readings. Corrections required for borehole size, mudweight and salinity in older tools

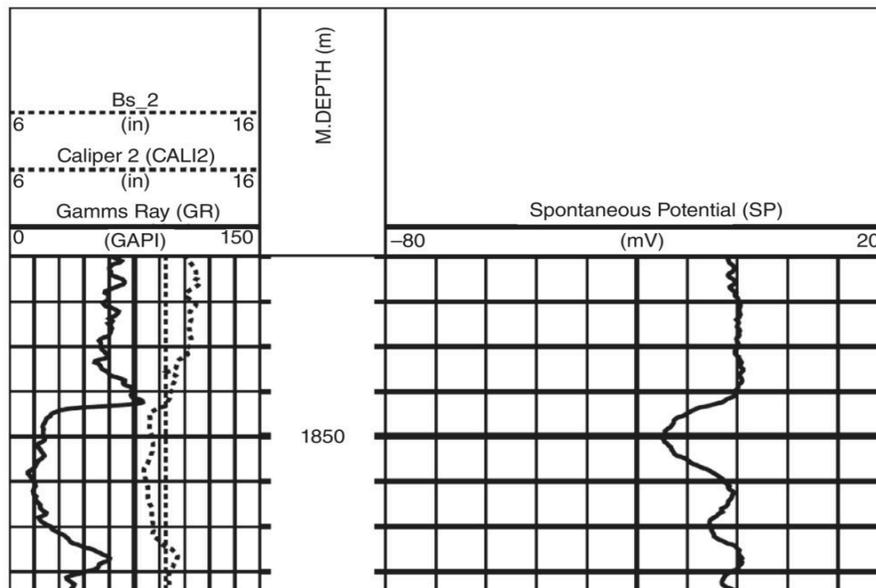
SPECTRAL GAMMA RAY (NGT)

Operating principle - to distinguish between the three families of naturally radioactive elements (k,Th,U) and to assess their respective proportions. The counting is done selectively in narrow energy windows.

Principal applications - determination of depositional environments; identification of organic-rich shales, source rocks. Uranium free computed log should be less than or equal to the standard gamma ray



Graph showing the distribution of clay minerals, heavy minerals and evaporites in terms of potassium and thorium content (redrawn from Quirein et al, 1982)



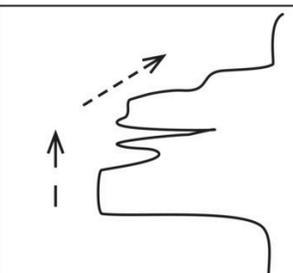
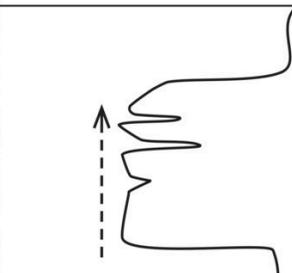
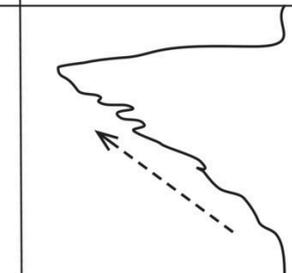
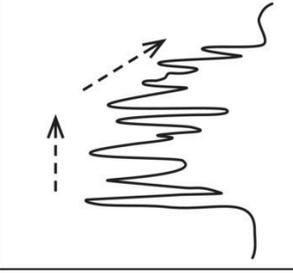
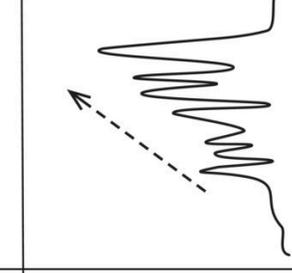
Gambar 3. 5 Gamma ray logging measurements of both the normal and spectral gamma tools.

GR digunakan terutama untuk menentukan volume serpih (V_{sh}) secara berurutan, terutama di mana respons SP terdistorsi atau jika lumpur berbasis minyak digunakan. Shale terdiri dari lempung, lanau dan lumpur yang mengalami lithifikasi selama pemadatan akibat penguburan dan sering kali dilaminasi, membentuk lapisan struktural yang terpisah. Serpih terdiri dari 50-70% mineral lempung seperti kaolinit, smektit dan ilit, dengan partikel yang tersisa didominasi oleh butiran kuarsa tingkat lanau. Perbedaan harus dibuat antara volume serpih dan volume lempung, istilah yang sering digunakan tanpa pandang bulu: serpih mengacu pada volume batuan dan lempung untuk komponen tertentu; ini menjadi lebih signifikan ketika berhadapan dengan reservoir batupasir yang kaya akan lempung.

Ketika membandingkan log GR dari sejumlah sumur, semuanya harus dinormalisasi ke skala umum, karena setiap alat akan dikalibrasi secara individual. Ini terutama benar jika digunakan untuk perhitungan korelasi atau kuantitatif. Perhitungan indeks sinar gamma (GRI) adalah langkah pertama dalam proses estimasi volume serpih dimana terdapat hubungan linier:

$$GRI = \frac{GR_{sh} - GR_{min}}{GR_{log} - GR_{min}} = V_{sh}$$

Karena hubungan tersebut dapat bervariasi secara geografis dan stratigrafi, sejumlah hubungan non-linier untuk batuan yang lebih muda (Larionov, Steiber dan Clavier) telah dikembangkan selama bertahun-tahun, tetapi penerapannya terbatas saat ini, kecuali jika kebutuhan spesifik diidentifikasi. Respons GR khas yang terlihat pada batuan dan mineral yang umum terjadi diberikan pada Tabel 3.1. Ketersediaan log GR di sebagian besar sumur telah menyebabkan mereka digunakan secara luas untuk korelasi dan analisis urutan sedimen. Kesimpulannya adalah bahwa respons GR dikaitkan dengan proporsi variabel mineral serpih atau lempung dalam batupasir: seringkali respons tersebut sebenarnya merupakan fungsi dari energi pengendapan sedimen, pasir bersih yang mencerminkan kondisi energi tinggi di mana lempung dihilangkan dan kemudian diendapkan secara istimewa di lingkungan energi yang lebih rendah. Hubungan ini terlihat jelas pada saluran fluvial dan endapan overbanknya dan pada pasir muka pantai dan ekuivalen lepas pantainya (Gambar 3.6). Pola GR dan SP yang dihasilkan telah didokumentasikan dengan baik sejak 1950-an, ketika mereka pertama kali dikategorikan oleh Shell Research untuk urutan sedimen Teluk Meksiko. 'Sequence stratigraphers' modern menggunakan teknik serupa saat ini untuk mengkarakterisasi sistem pengendapan dalam konteks fluktuasi permukaan laut (ditambah perubahan!).

<i>BELL-SHAPED</i>	<i>CYLINDER-SHAPED</i>	<i>FUNNEL-SHAPED</i>	<i>DESCRIPTION</i>
			<i>SMOOTH</i>
			<i>SERRATE</i>
Retrograde/Waning deposition (channel)	Aggrading deposition (channel/sequence stacking)	Prograding desposition (delta front/splay)	

Gambar 3. 6 Khas gamma ray atau SP log profil dan istilah deskriptif yang digunakan sejak 1950-an untuk menyimpulkan lingkungan pengendapan.

Tabel 3. 1 Respons GR tipikal terlihat pada batuan dan mineral yang umum terjadi.

Type	Mineral	Composition	API units
Pure mineral	Calcite	CaCO ₃	0
	Dolomite	CaMgCO ₃	0
	Quartz	SiO ₂	0
Common lithologies	Limestone		5–10
	Dolomite		10–20
	Sandstone		10–30
	Shale		80–140
	Organic-rich shale		150–200+
Evaporites	Halite	NaCl	0
	Anhydrite	CaSO ₄	0
	Gypsum	CaSO ₄ .H ₂ O	0

	Sylvite	KCl	500
	Carnalite	KCl, MgCl ₂ .6H ₂ O	200
	Langbeinite	K ₂ SO ₄ , 2MgSO ₄	275
	Polyhalite	K ₂ SO ₄ , MgSO ₄ , 2CaSO ₄ .2H ₂ O	180
	Kainite	MgSO ₄ , KCl.3H ₂ O	225
Others	Sulfur	S	0
	Lignite	C	0
	Anthracite	C	0
	Mica, feldspar		100–170

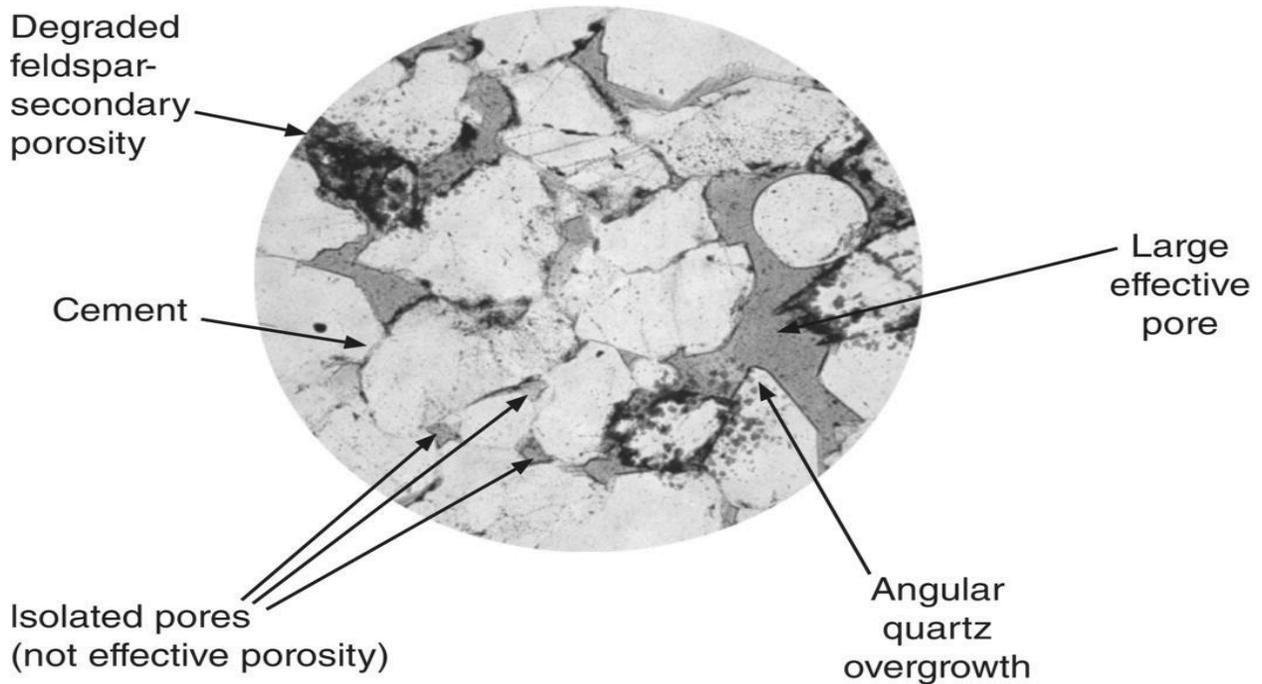
3.3 Porositi

Porositas (Phi atau ϕ) didefinisikan sebagai perbandingan volume ruang pori (void) (V_p) terhadap volume total batuan (V_t). Ini adalah properti tanpa dimensi yang biasanya dinyatakan oleh ahli geologi sebagai persentase dan insinyur sebagai pecahan desimal; kita akan menggunakan ekspresi yang terakhir, kecuali ditentukan. Bahkan sifat yang tampaknya sederhana seperti itu bisa menjadi sulit untuk diukur ketika memperhitungkan mineralogi batuan dan juga sejarah diagenesanya.

Pertama, porositas dapat digambarkan sebagai primer atau sekunder tergantung pada apakah pelarutan mineral telah terjadi selama litifikasi; ini dapat meningkatkan porositas total tetapi mungkin tidak menghasilkan sifat aliran yang lebih baik karena pori-pori tersebut sering diisolasi. Porositas sekunder biasanya lebih penting dalam reservoir karbonat karena kelarutan kapur yang lebih tinggi

mineral. Patahan di reservoir juga dapat menunjukkan peningkatan porositas kecil atau rekahan mungkin satu-satunya sumber volume penyimpanan cairan; porositas rekahan mungkin sulit untuk diidentifikasi dan diukur tanpa informasi tambahan dari inti, log gambar atau data seismik. Kedua, porositas dapat dilaporkan sebagai total (Φ_T) atau efektif (Φ_E), tergantung pada sumber pengukuran; data inti umumnya diasumsikan 'total' karena proses pembersihan dan pengeringan di laboratorium, tetapi pengukuran yang diturunkan dari log dapat efektif atau total tergantung pada bagaimana data tersebut diturunkan. Beberapa log juga mengukur porositas

serpih, dan ini juga harus dipertimbangkan ketika menentukan porositas efektif reservoir (Gambar 3.7).



LITHOLOGY	POROSITY RANGE (%)
Unconsolidated sands	35–45
Reservoir sandstones	15–30
Cemented sandstones	5–15
Conglomerate	1–15
Shales/Clays	0–45
Non-vuggy limestones	5–10
Vuggy limestones	10–40
Dolomite	10–30
Chalk	5–40
Granite	<1 (matrix)
Basalt	0–5 (vesicular)

Gambar 3. 7 Jenis porositas terlihat di bagian tipis dan rentang porositas tipikal yang ditemukan di reservoir potensial yang berbeda.

3.3.1 Core Porositi

Pengukuran porositas pada bahan inti biasanya mengandalkan perkiraan yang akurat dari volume pori sampel menggunakan metode ekspansi gas. Hasilnya akan berada di antara porositas efektif dan total yang diukur dengan log wireline tergantung pada proses pembersihan dan pengeringan yang digunakan pada sampel. Oleh karena itu, penting untuk mengidentifikasi sumber data sebelum digunakan dalam membuat interpretasi.

Sampel inti memberikan pengukuran porositas yang akurat dan berulang: sampel yang telah dibersihkan ditimbang dan diukur untuk menghitung volume curah dan kepadatan butir sebelum dimasukkan ke dalam porosimeter helium. Menggunakan hukum Boyle, porosimeter mengukur porositas yang terhubung dari sampel atau setidaknya sebanyak ruang pori yang dapat ditempati oleh gas helium yang mengembang; mikroporositas atau pori-pori terisolasi mungkin tidak sepenuhnya jenuh. Nilai densitas butir dapat memberikan indikasi kualitas hasil; sampel dengan kepadatan lebih rendah dari yang diharapkan untuk litologi tertentu mungkin masih mengandung air atau hidrokarbon di pori-pori terkecil, sehingga menghasilkan pengukuran porositas yang lebih rendah. Umumnya ini adalah pengukuran porositas yang cepat dan andal pada kondisi sekitar; rig eksperimental dapat digunakan untuk mereplikasi tekanan reservoir untuk mendapatkan hasil koreksi overburden.

Porositas inti biasanya diambil sebagai pengukuran definitif porositas reservoir terhadap estimasi log yang dikalibrasi. Namun, ada sejumlah masalah yang harus dipertimbangkan ketika mengevaluasi keakuratan dan keterwakilan hasil.

3.3.1.1 Akurasi

Ketika mengevaluasi data dari sejumlah sumur, diharapkan bahwa laboratorium yang berbeda atau teknik yang berbeda dapat diadopsi; hal ini dapat mengakibatkan variabilitas data dari reservoir yang sama yang tidak dapat diprediksi. Itu selalu bermanfaat meninjau data dalam hal parameter akuisisi jika memungkinkan.

3.3.1.2 Volume Dukungan

Pengukuran laboratorium dilakukan pada volume reservoir yang sangat kecil yang mungkin tidak representatif seperti yang kita inginkan; masalah dengan volume dukungan yang representatif dari data berlimpah dalam studi karakterisasi reservoir. Hal ini terutama berlaku untuk sangat reservoir heterogen, di mana variasi sistematis dalam kualitas reservoir menjadi lebih sedikit dan kurang dapat diprediksi. Biasanya, reservoir karbonat lebih tunduk pada masalah ini daripada klastik waduk; namun, reservoir berbutir kasar dan konglomerat juga dapat menunjukkan fenomena.

3.3.1.3 Koreksi Overburden

Secara umum, sampel yang terindurasi dengan baik memerlukan sedikit atau tidak ada koreksi sama sekali; namun, reservoir yang lebih muda atau kurang terkonsolidasi mungkin memerlukan koreksi yang signifikan. Jenis reservoir ini seringkali memerlukan perlakuan khusus selama prosedur penanganan dan analisis teras. Ada koreksi pemadatan empiris yang dapat digunakan untuk mengoreksi pengukuran teras sekitar; atau porositas sampel representatif dapat diukur pada kondisi reservoir untuk menetapkan koreksi spesifik reservoir. Penerapan koreksi overburden dibahas kemudian dalam bab ini.

3.3.2 Log Porositi

Ada sejumlah log yang 'mengukur' porositas, meskipun tidak ada yang benar-benar melakukannya secara langsung. Tiga alat yang paling umum adalah log sonik, yang mengukur respons akustik suatu formasi, dan log densitas dan neutron, yang melakukan pengukuran nuklir. Ketika respons alat ini digabungkan, dua atau tiga sekaligus, litologi juga dapat ditentukan, bersama dengan interpretasi porositas yang representatif. Alat keempat, NMR, mengukur resonansi magnetik inti hidrogen dalam cairan reservoir. Log neutron dapat menentukan porositas dari balik selubung dan dapat digunakan setelah periode produksi hidrokarbon sebagai bagian dari program pengawasan.

3.3.2.1 Sonic

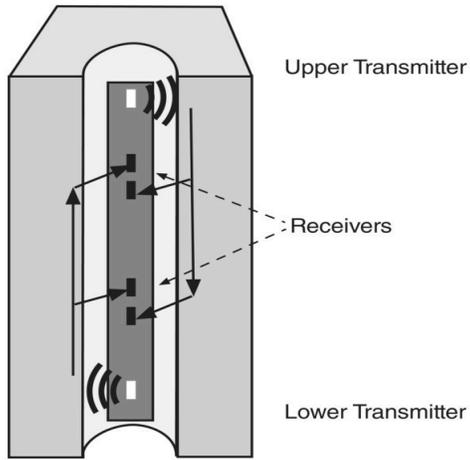
Log sonik mengukur waktu transit interval dari gelombang suara kompresional yang berjalan melalui formasi di sepanjang sumbu dinding lubang bor. Gelombang suara kompresional dapat merambat dalam zat padat, cair, dan gas; namun, jalur tercepat untuk diikuti gelombang adalah melalui padat (Tabel 3.2). Akibatnya, alat sonik merekam porositas matriks formasi; Oleh karena itu, pada batuan vuggy, seperti banyak karbonat dan batupasir yang memiliki komponen porositas sekunder, metode lain harus digunakan untuk memperkirakan porositas total formasi.

Tabel 3. 2 Kecepatan sonik dan waktu transit interval untuk jenis matriks yang berbeda.

Lithology/fluid	Matrix or fluid velocity (ft/s)	Δt_{matrix} or Δt_{fluid} ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
Sandstone	18,000–19,500	55.5–51.0
Limestone	21,000–23,000	47.6
Dolomite	23,000–26,000	43.5
Anhydrite	20,000	50.0
Salt	15,000	66.7
Casing (steel)	17,500	57.0
Freshwater mudfiltrate	5,280	189
Saltwater mud filtrate	5,980	185

Alat sonik terdiri dari satu atau lebih pemancar ultrasonik dan dua atau lebih penerima yang diposisikan secara vertikal untuk meminimalkan dan mengimbangi efek rugositas lubang bor (Gambar 3.8). Interval waktu transit (Δt) adalah kebalikan dari kecepatan gelombang suara yang melewati formasi dan diukur dalam mikrodetik per kaki atau meter ($\mu\text{s}/\text{ft}$ atau s/m). t tergantung pada litologi dan porositas formasi berisi fluida. Log sonik biasanya ditampilkan di trek 3 dari tampilan API standar pada skala 40-140 s/ft (kelambatan meningkat di sebelah kiri tampilan).

Vertical resolution/DOI: 30cm/15cm
 Logging speed: 1200 m/h
 Can be run open hole in WBM or OBM
 Tool should be eccentred in large diameter holes

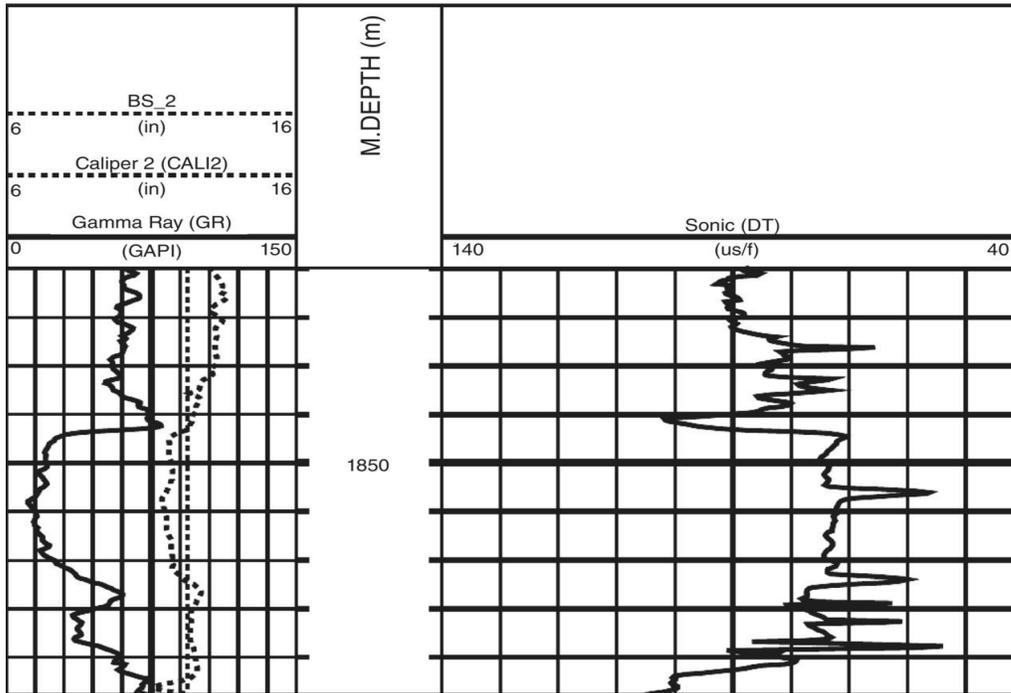


Sonic and density data are used to determine acoustic impedance and reflection coefficients at bed boundaries.

Used for fluid substitution models to predict presence of hydrocarbons and porosity.

Compressional and shear sonic data used for geomechanical studies on rock strength and to determine abnormal pore pressures ahead of drilling.

Specially adapted sonic tools are used for QC of cement bonds.



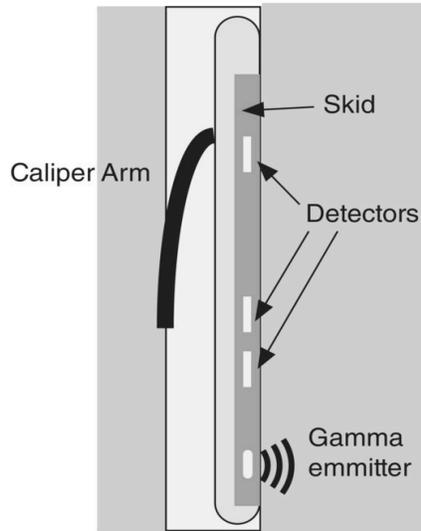
Gambar 3. 8 Alat sonik kompensasi lubang bor: mode operasi, aplikasi, dan tampilan tipikal. Alat pemindaian sonik modern mampu memberikan karakterisasi akustik 3D dari formasi untuk fisika batuan dan interpretasi geomekanis. Beberapa pemancar monopole dan dipol menghasilkan bentuk gelombang kompresi, geser dan Stoneley (tabung), yang, setelah diproses, memberikan nilai kelambatan yang akurat yang memberikan informasi untuk penyelesaian sumur dan studi stabilitas lubang bor. Alat-alat ini dapat dijalankan di lubang bor terbuka atau tertutup dan dapat memberikan informasi tentang anisotropi geomekanik di reservoir.

Semua alat sonik memiliki keterbatasan teknis dan fisik karena sebagian besar memicu pulsa sonik awal dan jarak yang ditempuh ke beberapa penerima. Kebisingan dapat dihasilkan secara mekanis atau disebabkan oleh gangguan listrik yang menyimpang dan akan ditangkap oleh penerima; jika cukup parah, sinyal yang tidak sempurna akan menutupi respons sebenarnya dari siklus akustik pertama di penerima. Siklus sinyal berikutnya, meskipun memiliki amplitudo yang lebih besar, bergerak lebih jauh melalui formasi dan dapat lebih lemah pada penerima sehingga menghasilkan siklus 'lewat' sehingga nilai t yang lebih tinggi direkam, menghasilkan 'lonjakan' di log. Dalam lubang bor yang lebih besar, jarak terpendek antara pemancar dan penerima mungkin melalui cairan pengeboran; dalam hal ini, siklus pertama tidak menembus formasi.

Saat ini, penggunaan utama berbagai alat sonik adalah untuk mendukung interpretasi seismik dan geofisika, pertama dalam membuat hubungan yang baik antara pengukuran waktu dan kedalaman untuk konversi kedalaman, dan kedua untuk menghitung kecepatan interval dan juga untuk studi impedansi akustik sebagai bagian dari eksperimen fisika batuan prediktif.

3.3.2.2 Densiti

Log densitas mengukur densitas formasi; yaitu, densitas batuan ditambah cairan yang terkandung dalam pori-pori. Massa jenis diukur dalam g/cm^3 dan dinyatakan dengan simbol (ρ). Log densitas biasanya disajikan di trek 2-3 dari template API standar bersama dengan log neutron dan PEF: skalanya biasanya 1,95-2,95 g/cm^3 . Untuk menghitung porositas dari alat densitas, perlu diketahui densitas matriks dan densitas dari setiap fluida dalam ruang pori. Matriks atau kerapatan batuan adalah konstan untuk litologi murni tertentu seperti batugamping atau batupasir, dengan kata lain padatan tanpa porositas (Gambar 3.9).



DENSITY

Vertical resolution/DOI: 100cm/5cm

Logging speed: 1200m/h; enhanced processing requires slower speeds

Can be run open hole in WBM or OBM

Main uses are for porosity and lithology identification combined with neutron log. Combined with sonic log to determine acoustic impedance

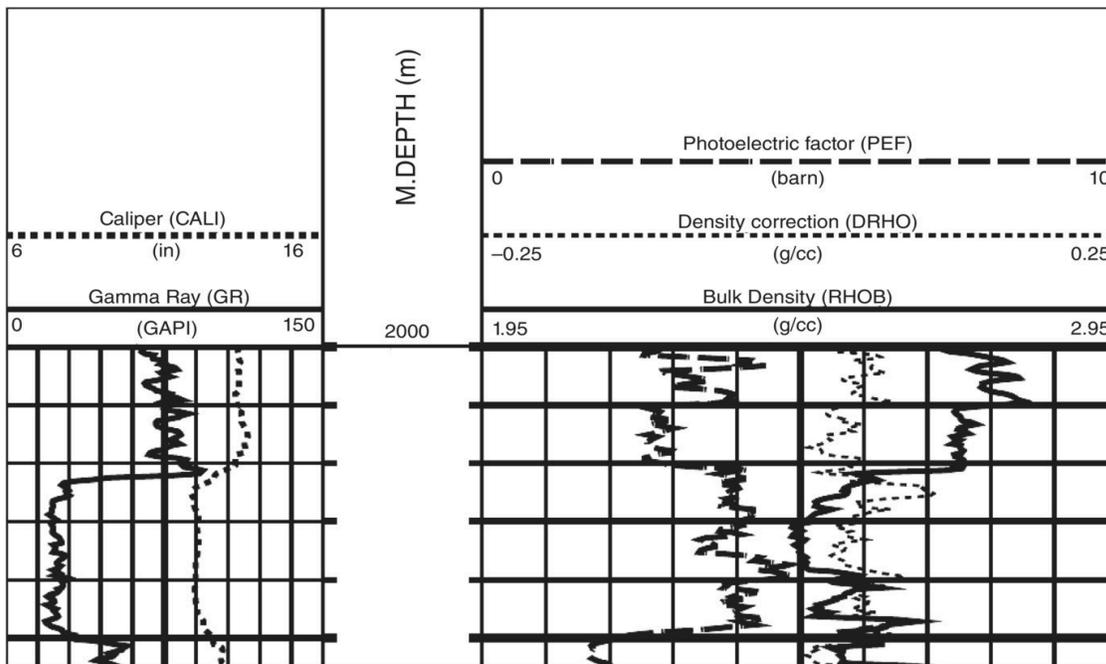
PEF

Vertical resolution/DOI: 100cm/1.5cm

Logging speed: 1200m/h; enhanced processing requires slower speeds

Used for mineral and lithology identification

Lithology/Fluid	$\rho_{\text{matrix or fluid}}$	g/cm^3	PEF (B/e)
Sandstone	2.644		1.81
Limestone	2.710		5.08
Dolomite	2.877		3.14
Gypsum	2.355		3.42
Anhydrite	2.960		5.05
Salt	2.040		4.65
Fresh water	1.0		0.36
Salt water	1.15		0.81
Oil	0.81		0.13
Barite	4.48		267



Gambar 3. 9 Alat kepadatan formasi: mode operasi, aplikasi, dan tampilan tipikal.

Alat densitas dipasang skid untuk memaksimalkan kontak dengan dinding lubang bor dan terdiri dari sumber radioaktif, seperti kobalt (^{60}Co) atau cesium (^{137}Ce), yang memancarkan sinar gamma energi sedang, atau pada alat yang lebih modern, sumber akselerator; alat dibuat dengan dua detektor, sekitar 50 cm dari sumbernya, untuk mengimbangi kekasaran lubang bor. Sinar gamma yang dipancarkan bertabrakan dengan elektron dalam formasi dan setiap tumbukan mengakibatkan hilangnya energi dari partikel gamma (hamburan Compton). Partikel yang tersebar yang kembali ke detektor dalam alat kerapatan diukur dalam dua rentang: rentang energi yang lebih tinggi yang dipengaruhi oleh hamburan Compton dan rentang energi yang lebih rendah yang diatur oleh efek fotolistrik (PEF). Jumlah partikel dengan rentang energi yang lebih tinggi yang kembali ke detektor sebanding dengan kerapatan elektron dari kerapatan formasi melalui konstanta (Tittman dan Wahl, 1965).

Porositas diturunkan dari hubungan ini dengan densitas curah. Alat kombinasi densitas-PEF disebut sebagai lithodensity (LDT) atau kadang-kadang alat photodensity (MPD). Alat densitas memiliki kedalaman penyelidikan yang relatif dangkal (~ 35 cm) dan sebagai hasilnya ditahan pada dinding lubang bor (eccentred) untuk memaksimalkan respon formasi. Juga dicatat adalah kurva koreksi densitas ($D\rho$) yang menunjukkan tingkat koreksi yang diterapkan selama pemrosesan untuk memperhitungkan rugositas lubang bor; interval dengan koreksi di atas $\sim 0,20$ g/cm³ harus diabaikan dalam perhitungan porositas berikutnya. Koreksi kepadatan ditampilkan di trek 3 dari plot API standar.

Respon partikel kembali berenergi rendah diatur oleh formasi (litologi) dan hampir tidak tergantung pada porositas. Respon diukur dalam lumbung/elektron (B/e) (Tabel 3.3). Respon PEF digunakan untuk mengidentifikasi mineral evaporit, mengevaluasi litologi kompleks seperti klastik campuran dan karbonat, mendeteksi zona pembawa gas dan menentukan densitas hidrokarbon. Lumpur pengeboran yang ditimbang dengan barit membuat hasilnya tidak dapat digunakan karena barium memiliki nomor atom 56 dan oleh karena itu memiliki kerapatan elektron yang jauh lebih tinggi daripada mineral pada umumnya.

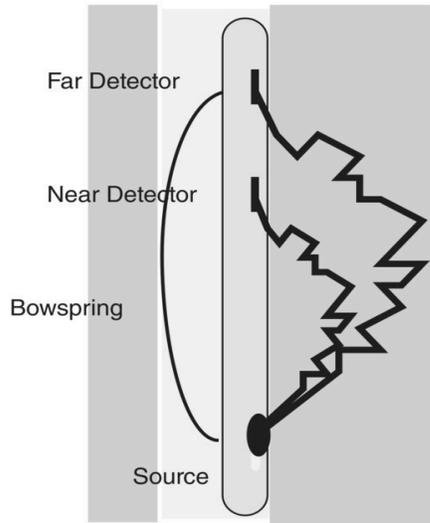
Tabel 3. 3 Kepadatan matriks dan nilai efek fotolistrik untuk litologi umum.

Lithology/fluid	ρ_{matrix} or ρ_{fluid} (g/cm ³)	PEF (B/e)
Sandstone	2.644	1.81
Limestone	2.710	5.08
Dolomite	2.877	3.14
Gypsum	2.355	3.42
Anhydrite	2.960	5.05
Salt	2.040	4.65
Fresh water	1.0	0.36

Salt water	1.15	0.81
Oil	0.81	0.13
Barite	4.48	267

3.3.2.3 Neutron

Log neutron mengukur konsentrasi hidrogen dalam formasi, indeks hidrogen (HI); sumber hidrogen yang paling umum dalam formasi adalah air atau hidrokarbon (Gambar 3.10). Dalam batuan bebas serpih di mana ruang pori diisi dengan air atau minyak, log neutron secara langsung mengukur porositas berisi cairan. Dimana pori-pori diisi dengan gas, konsentrasi hidrogen berkurang, menghasilkan pembacaan porositas yang lebih rendah dari alat, yang disebut efek gas; ada 'cross-over' dengan log densitas ketika porositas neutron kurang dari densitas massal di zona berpori dan permeabel. Log neutron biasanya diplot melintasi trek 2-3 dari tampilan API standar bersama dengan log densitas; skala tampilan biasanya 0,45 hingga -0,15 dalam satuan porositas batugamping.



COMPENSATED NEUTRON LOG

Vertical resolution/DOI: 100cm/15cm

Logging speed: 1200m/h; enhanced processing requires slower speeds

Can be run open hole in WBM or OBM

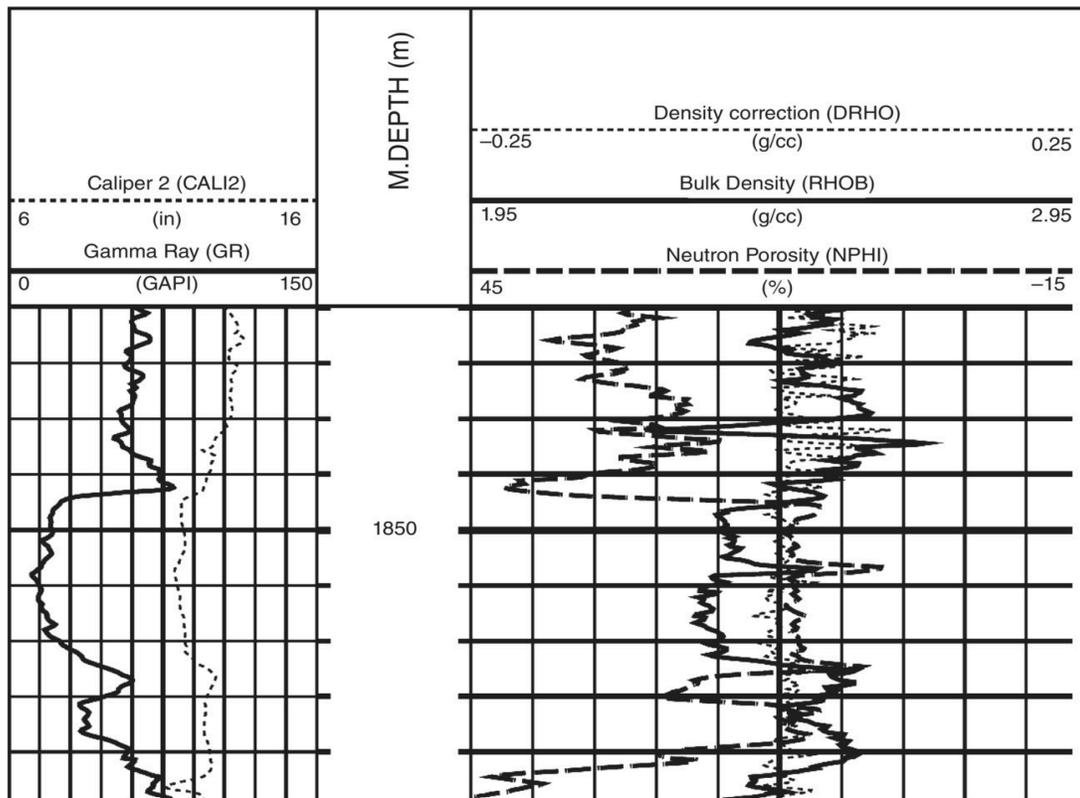
Acquisition software calculates neutron porosity referenced to a specific lithology, normally limestone. In the presence of gas the results are erroneous.

Requires borehole and environmental correction, especially pressure and temperature

Generally used in combination with sonic and/or density tools to estimate lithology and porosity. Neutron porosity is greater than actual porosity in shaly sandstones.

PULSED NEUTRON LOG

Uses a pulsed neutron generator and four partially shielded detectors that only count epithermal neutrons that have passed through the formation giving a more accurate measurement; epi-thermal neutrons have a higher energy count than thermal neutrons. Tool is not used much in open-hole interpretation but as cased hole log.



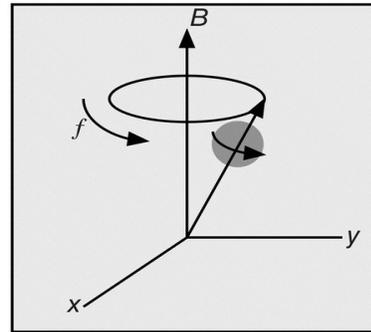
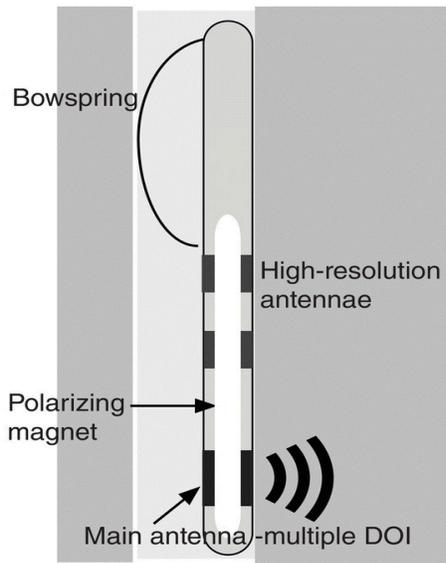
Gambar 3. 10 Alat porositas neutron terkompensasi: mode operasi, aplikasi, dan tampilan tipikal.

Sumber kimia dalam alat, biasanya terdiri dari amerisium dan berilium, terus menerus memancarkan neutron 'cepat' yang bertabrakan dengan inti atom dalam formasi. Dengan setiap tumbukan elastis, neutron kehilangan energi dan akhirnya neutron diserap oleh inti dan sinar gamma dipancarkan. Kehilangan energi maksimum terjadi ketika neutron bertabrakan dengan atom hidrogen karena mereka memiliki massa atom yang sama; sehingga respon pahat dikendalikan oleh kandungan hidrogen formasi, yang dapat berhubungan langsung dengan porositas untuk litologi tertentu. Respon log neutron bervariasi tergantung pada jenis sumber dan jarak antara sumber dan detektor: efek dari variasi tersebut biasanya diproses, tetapi koreksi pahat apa pun harus dilakukan dengan pengetahuan penuh tentang jenis pahat dan pabrikan. Data neutron tidak diukur dalam satuan fisik dasar, tetapi dalam satuan porositas biasanya dikalibrasi dengan respons batu kapur atau batu pasir standar yang menunjukkan porositas nol. Dimana shale hadir dalam formasi, log neutron merespon air yang terperangkap dalam partikel lempung, menghasilkan perkiraan porositas formasi yang terlalu tinggi.

Indeks hidrogen (HI) didasarkan pada jumlah atom hidrogen per satuan volume batuan dibagi dengan jumlah atom hidrogen per satuan volume air murni pada kondisi permukaan – ukuran porosi porositas batuan. Jika kita memiliki alat yang mengukur porositas nol dalam batu kapur murni, HI adalah nol karena tidak ada atom hidrogen dalam matriks; jadi kita memiliki titik tetap di mana HI adalah nol dan porositas adalah nol. Dikombinasikan dengan nilai yang diketahui untuk satuan volume air di mana porositas adalah kesatuan, kami dapat menskalakan respons neutron kami dalam batu kapur berpori yang diisi dengan air. Hasil ini, bagaimanapun, dipengaruhi oleh hidrokarbon dan kelebihan klorin (garam) dan oleh karena itu perlu dikoreksi.

3.3.2.4 Nuclear Magnetic Resonance

Pencatatan resonansi magnetik nuklir (NMR) menggunakan momen magnetik atom hidrogen untuk menentukan secara langsung porositas dan distribusi ukuran pori sebagai perkiraan permeabilitas. Alat NMR merespon secara eksklusif untuk proton dan amplitudo sinyal berbanding lurus dengan jumlah inti hidrogen yang ada di batuan sebagai air atau hidrokarbon, memberikan nilai porositas yang bebas dari efek litologi; porositas diperkirakan dari tingkat peluruhan amplitudo sinyal (Gambar 3.11). Permeabilitas dapat diturunkan dari model empiris yang terkait dengan saturasi air yang tidak dapat direduksi. Tampilan NMR benar-benar berbeda dari alat lain, mencakup data mentah dan diproses untuk memberikan berbagai output termasuk litologi yang ditafsirkan, porositas, permeabilitas dan perkiraan volume minyak, gas dan air.

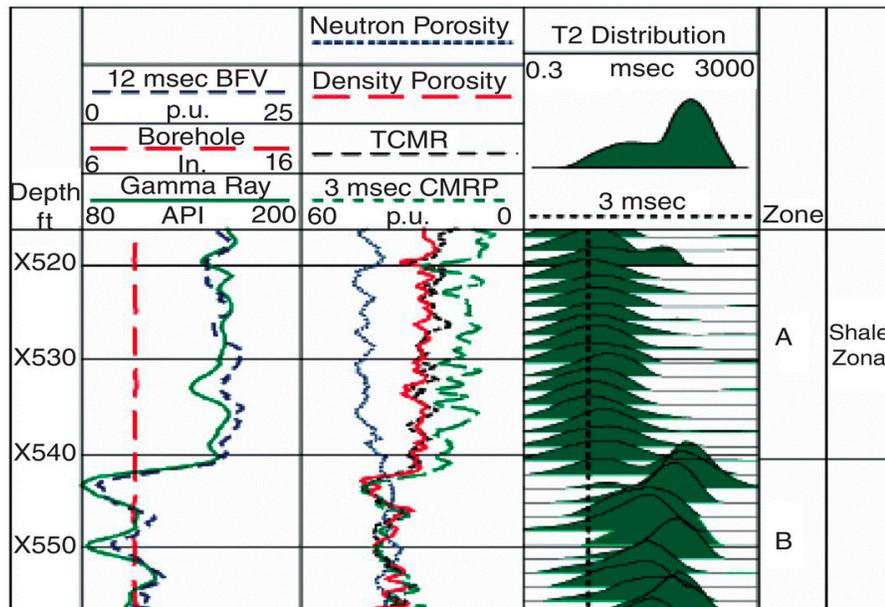


Above-In an external magnetic field, the precessional frequency (f) of a nucleus depends on the gyromagnetic direction (y) and the strength of the field (B)

A strong permanent magnet (B) induces alignment in the protons of hydrogen atoms in the reservoir fluid. Antennae monitor and record the electromagnetic signal of the protons as they precess back to their normal state of alignment with the Earth's magnetic field once the magnet is turned off: this is known as relaxation. The time taken for the protons to align is T_1 and to relax is T_2 . Different companies use different methods to measure these events.

NMR logs give data on porosity and pore distribution (permeability) as well type and quantity of moveable fluids in the reservoir.

Vertical resolution/DOI: 15–60 cm/3–10 cm
 Logging speed: 450–1000 m/h (tool dependent)



Gambar 3. 11 Alat resonansi magnetik nuklir: prinsip operasi dan tampilan tipikal.

Setiap perusahaan jasa telah mengembangkan pendekatan yang berbeda untuk pengukuran menggunakan sifat fisik yang sama. Intinya, magnet permanen digunakan untuk menyelaraskan sumbu putaran proton hidrogen dalam cairan reservoir, kemudian pemancar radio digunakan untuk mengganggu sumbu putaran dan penerima merekam sinyal elektromagnetik yang dipancarkan saat proton berpresisi kembali ke putaran semula. sumbu: ini disebut alat NMR berdenyut. Sinyal yang dipancarkan diamati baik sebagai paralel (membujur) atau tegak lurus (melintang) ke arah medan magnet yang diterapkan dan dinyatakan sebagai konstanta waktu yang terkait dengan magnetisme peluruhan dari sistem total. Konstanta waktu awal, T1, disebut waktu relaksasi longitudinal dan mengukur waktu yang dibutuhkan untuk polarisasi (penyelarasan) proton dalam fluida reservoir. Setelah magnet dimatikan, proton kehilangan energi dan kembali ke tingkat energi yang lebih rendah; waktu yang diperlukan untuk mencapai kesetimbangan disebut relaksasi transversal, T2. Laju peluruhan sinyal yang dipancarkan diubah menjadi ukuran fluida yang dapat dipindahkan atau indeks fluida bebas (FFI). Pemrosesan lebih lanjut dapat menentukan volume air yang tidak dapat direduksi dan terikat tanah liat. Pengukuran NMR juga dapat dilakukan pada sampel inti di laboratorium untuk mendapatkan data kalibrasi guna meningkatkan hasil.

3.4 Saturasi Air

Saturasi air (S_w) adalah ukuran volume pori yang terisi air; air mungkin bergerak atau terikat kapiler. Saturasi air dapat didefinisikan sebagai efektif atau total tergantung pada terminologi porositas yang digunakan. Ada juga sejumlah istilah berbeda untuk menggambarkan saturasi air: inisial (S_{wi}), bawaan (S_{wc}) atau tak tereduksi (S_{wirr}). Saturasi air awal adalah proporsi air yang ada di pori-pori pada saat penemuan; ini dapat berkisar dari 100% hingga nilai yang setara dengan saturasi air yang tidak dapat direduksi. Saturasi air yang tidak dapat direduksi adalah proporsi air yang terikat kapiler yang tidak dapat dipindahkan oleh proses produksi normal. Saturasi air yang tidak dapat direduksi bervariasi dengan kualitas batuan dan akan lebih tinggi pada batuan dengan permeabilitas rendah.

Penentuan saturasi air adalah tugas mendasar dalam sebuah studi karena berdampak pada distribusi cairan secara keseluruhan di reservoir yang mengarah pada perhitungan akurat volume hidrokarbon di tempat. Sayangnya, hal ini lebih sulit untuk diperkirakan daripada porositas karena tingkat ketidakpastian yang terkait dengan berbagai pengukuran yang diperlukan. Saturasi air, seperti porositas, dapat menjadi pengukuran properti yang efektif atau total, karena mewakili proporsi volume pori yang jenuh dengan air dan karenanya merupakan fungsi dari pengukuran porositas dan bagaimana hal itu telah diperkirakan dan dilaporkan.

3.4.1 Saturasi air turunan inti

3.4.1.1 Ekstraksi cairan

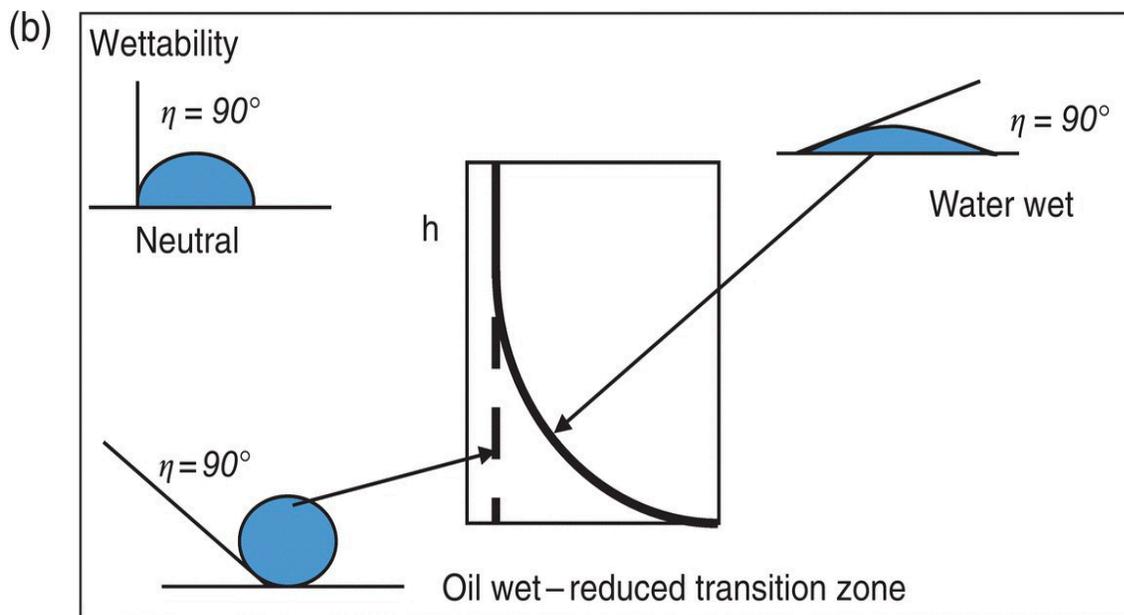
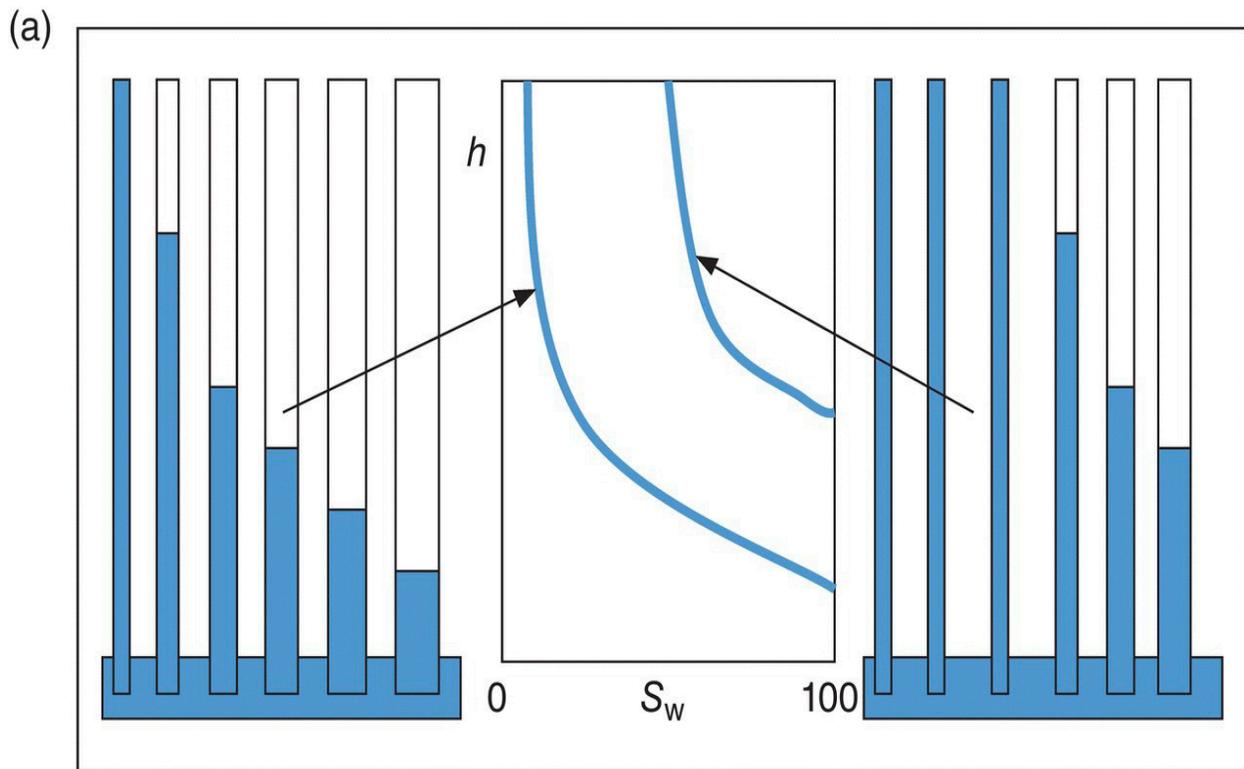
Pengukuran saturasi air inti rutin dilakukan dengan menggunakan peralatan Dean-Stark di mana sampel yang tidak diolah ditempatkan dalam retort kaca dan dipanaskan pada suhu 105 °C selama beberapa jam.

untuk memungkinkan air yang terperangkap menguap dari batu dan dikumpulkan di ruang lulus. Porositas kemudian diukur pada sampel yang sama dibersihkan dan saturasi air dihitung sebagai fungsi dari volume pori. Kualitas pengukuran bisa sangat bervariasi karena sampel akan dipengaruhi oleh invasi filtrat lumpur selama proses coring dan oleh hilangnya cairan selama pemulihan inti ke permukaan. Core dipotong dengan lumpur berbasis minyak harus meminimalkan efek invasi pada pengukuran saturasi air.

3.4.1.2 Perhitungan Tekanan Kapiler

Pada dasarnya, tekanan kapiler adalah perbedaan tekanan antara cairan pengisi pori yang hidup berdampingan. Bersama dengan keterbasahan dan permeabilitas relatif, ia mengontrol interaksi batuan-cairan pada skala mikroskopis. Gaya lain yang bekerja pada fluida reservoir adalah gaya gravitasi dan viscous, yang masing-masing bergabung untuk menentukan distribusi fluida dalam reservoir.

Istilah tekanan kapiler (P_c) digunakan untuk mendefinisikan saturasi air di reservoir di atas datum tetap yang dikenal sebagai level air bebas (FWL) di mana P_c adalah nol dan S_w adalah 100%. Gambar 3.9 menggambarkan profil saturasi air teoritis dalam reservoir batupasir homogen. Karena pengukuran tekanan kapiler dilakukan di laboratorium, pengukuran tersebut memerlukan konversi ke kondisi reservoir; namun, ketika ditangani dengan benar, mereka menyediakan banyak data yang dapat digunakan untuk mengkarakterisasi reservoir yang paling kompleks.



Gambar 3. 12 (a) Kurva tekanan kapiler mewakili pengaruh distribusi ukuran pori yang berbeda pada saturasi fluida. (b) Dampak keterbasahan pada distribusi kejenuhan dengan ketinggian di atas permukaan air bebas.

Ada hubungan yang melekat antara tekanan kapiler dan saturasi air di reservoir karena air ditahan di ruang pori oleh gaya kapiler. Tekanan kapiler dapat dinyatakan dengan persamaan berikut:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r}$$

di mana adalah tegangan antarmuka antara fluida dan $\cos\theta$ adalah sudut kontak antara fluida dan permukaan batuan; r adalah radius kapiler atau radius pori tenggorokan. Dalam reservoir minyak, tekanan kapiler adalah nol dan saturasi air bersatu pada level air bebas; ini adalah datum fisik yang memiliki nilai lebih dari 'kontak minyak-air' ketika mempertimbangkan distribusi hidrokarbon. Ini adalah latihan sederhana untuk mengubah pengukuran laboratorium tekanan kapiler menjadi informasi reservoir yang berarti menggunakan perbedaan densitas antara cairan dan ketinggian di atas permukaan air bebas:

$$P_c = Ch\Delta\rho$$

di mana C adalah konstanta yang menggabungkan suku gravitasi dan bergantung pada satuan yang digunakan ($C = 0,0069$ untuk satuan medan), h adalah ketinggian di atas FWL dan adalah perbedaan densitas antara cairan yang membasahi dan tidak membasahi.

Ada sejumlah metode eksperimental yang digunakan untuk menentukan tekanan kapiler dalam sampel (Tiab dan Donaldson, 1996); yang paling sederhana dan tercepat adalah tes destruktif menggunakan injeksi merkuri (MICP). Merkuri disuntikkan ke dalam batuan yang bersih dan kering pada tekanan yang telah ditentukan dan pada setiap langkah volume merkuri yang disuntikkan dicatat. Karena merkuri selalu merupakan fase non-pembasahan, saturasi air pada tekanan yang berbeda dapat dihitung dan dikaitkan kembali dengan ketinggian di atas FWL di reservoir setelah konversi untuk sistem fluida yang berbeda.

Karena hubungannya dengan distribusi ukuran pori, data MICP juga digunakan untuk latihan pengetikan batuan. Centrifuge dan pengukuran tekanan kapiler juga dapat dilakukan; ini cenderung lebih lambat tetapi lebih akurat. Penting untuk mengetahui jenis pengukuran apa yang telah dilakukan sebelum membandingkan hasil untuk membangun database

3.4.2 Wettability

Keterbasahan adalah ukuran kecenderungan batuan untuk menyerap molekul air atau minyak di permukaannya dengan adanya cairan lain yang tidak dapat bercampur. Penting untuk memahami dampak keterbasahan pada sifat dinamis batuan lainnya karena mempengaruhi saturasi dan distribusi fluida dalam reservoir. Batuan dapat didefinisikan sebagai basah air, basah minyak, antara atau campuran, tergantung pada hasil tes yang relatif sederhana yang mengukur jumlah

minyak dan air yang dipindahkan dari sampel keadaan asli dalam kondisi tertentu. Sementara sebagian besar reservoir (klastik) akan dianggap water wet, dalam kondisi tertentu semua reservoir dapat menjadi oil wet setidaknya sebagian. Reservoir karbonat memiliki kecenderungan yang lebih besar untuk keadaan minyak-basah karena kapasitas adsorpsi kalsium/magnesium karbonat yang lebih besar. Minyak aspalten tinggi juga memiliki kecenderungan yang lebih besar untuk melekat pada permukaan batuan, sehingga mengubah keterbasahan reservoir; bahwa reservoir karbonat basah minyak sering mengandung minyak asphaltene tinggi mungkin bukan kebetulan. Pengamatan terakhir pada kontrol keterbasahan adalah bahwa tinggi dalam kolom minyak, di mana saturasi air tereduksi paling sedikit, ada kecenderungan meningkat untuk keadaan minyak-basah. Banyak reservoir memiliki keterbasahan campuran: minyak basah di pori-pori besar yang terbuka dan air basah di pori-pori terisolasi yang lebih kecil sering diisi dengan lempung mikropori.

3.4.3 Perhitungan Elektrikal

Untuk mendapatkan estimasi saturasi air yang andal membutuhkan sejumlah hubungan empiris; ini ditetapkan dalam serangkaian percobaan yang dilakukan oleh peneliti Minyak Shell, Gus Archie, dan diterbitkan pada tahun 1942 (Archie, 1942). Archie menggunakan sampel batupasir yang bersih, bebas lempung, jenuh dengan air garam yang resistivitasnya diketahui (R_w) untuk memperkirakan resistivitas in situ batuan (R_o): ia menyebutnya faktor resistivitas formasi (F):

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

Dia lebih lanjut menunjukkan bahwa ada hubungan linier yang kuat antara transformasi logaritmik dari faktor formasi dan porositas batupasir:

$$F = \frac{1}{\phi^m}$$

di mana m , kemiringan garis, memiliki nilai yang berbeda tergantung pada konsolidasi batupasir; pembilangnya kemudian digeneralisasikan ke istilah a untuk mengakomodasi kelas batupasir yang berbeda (Winsauer et al., 1952). Suku a dan m masing-masing dikenal sebagai faktor tortuositas dan faktor sementasi. Dalam sampel jenuh penuh, persamaan Archie menjadi

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{R_t \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Eksperimen yang dilakukan di laboratorium dirancang untuk menyelesaikan elemen persamaan Archie berikut:

$$\text{Formation resistivity factor : } F = R_o / R_w = a / \phi^{-m}$$

Dan

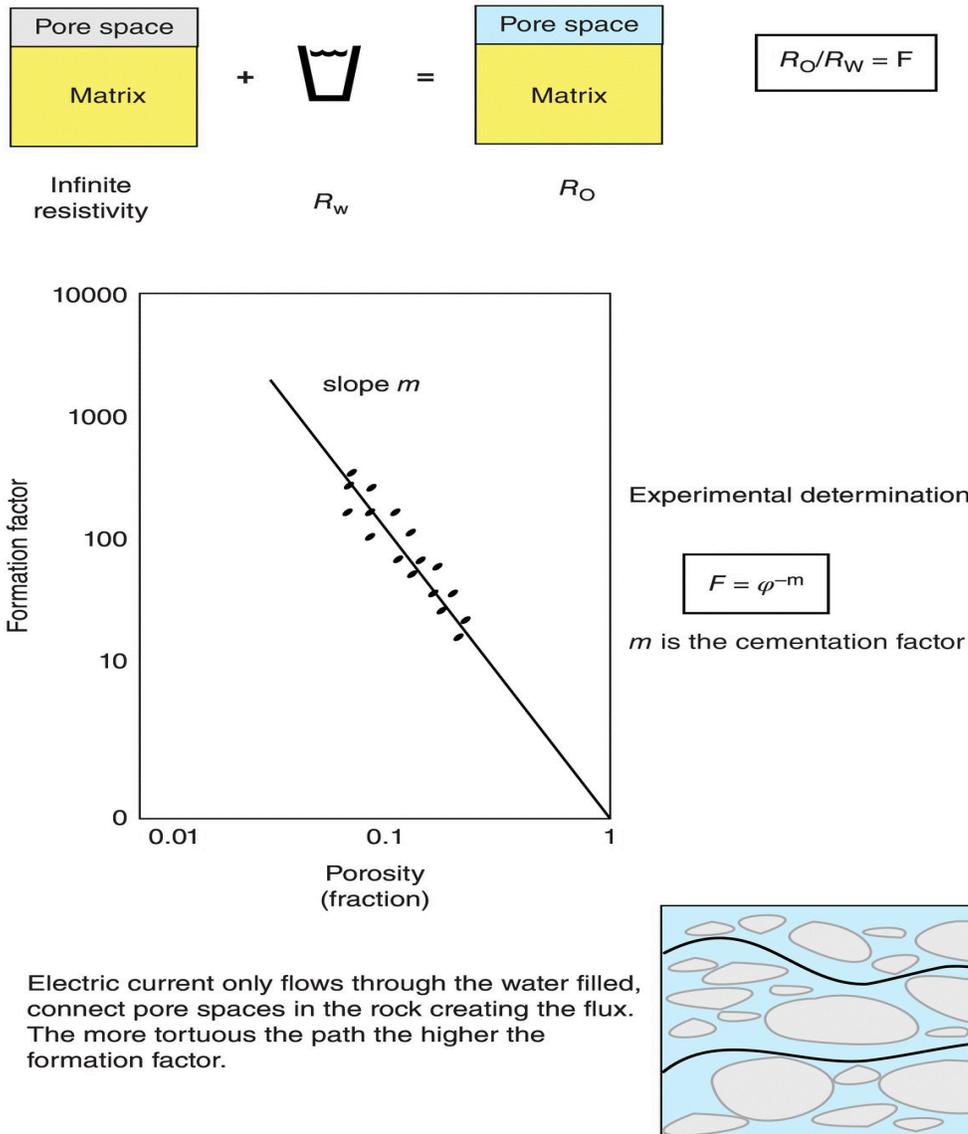
$$\text{Resistivity index : } RI = R_t / R_o = S_w^{-n}$$

di mana R_o adalah resistivitas sampel jenuh air asin penuh, R_w adalah resistivitas air asin jenuh dan R_t adalah resistivitas sampel pada nilai saturasi yang berbeda.

Pada percobaan pertama, sampel sepenuhnya jenuh dengan air garam salinitas diketahui, arus listrik dilewatkan melalui sampel dan resistivitas diukur. Dengan memplot F terhadap porositas pada plot log-log untuk sejumlah jenis batuan yang serupa, adalah mungkin untuk mendapatkan kemiringan garis, m , atau faktor sementasi (Gambar 3.13). Nilai m bervariasi untuk jenis batuan yang berbeda sebagai fungsi dari derajat sementasi, mulai dari $<1,6$ untuk batuan yang tersementasi buruk

sampai $>3,5$ untuk batuan yang tersementasi sangat baik; nilai default untuk m biasanya $1,8-2,2$. Faktor tortuositas, a , mencerminkan kompleksitas pori-pori yang terhubung dan biasanya diatur ke 1.

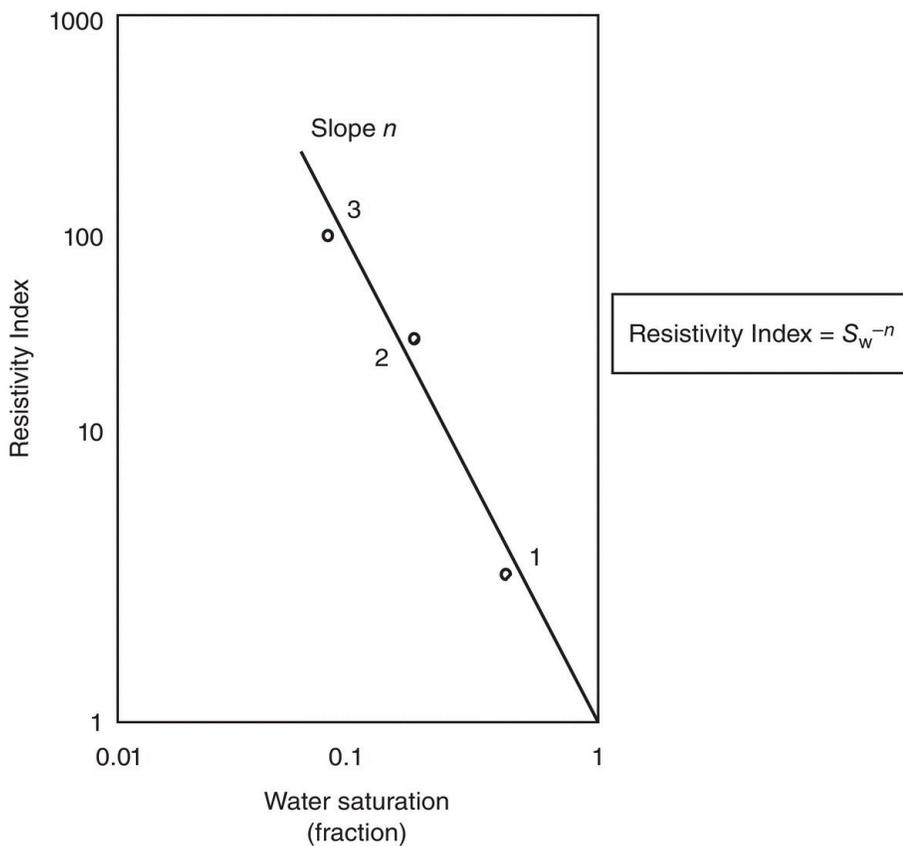
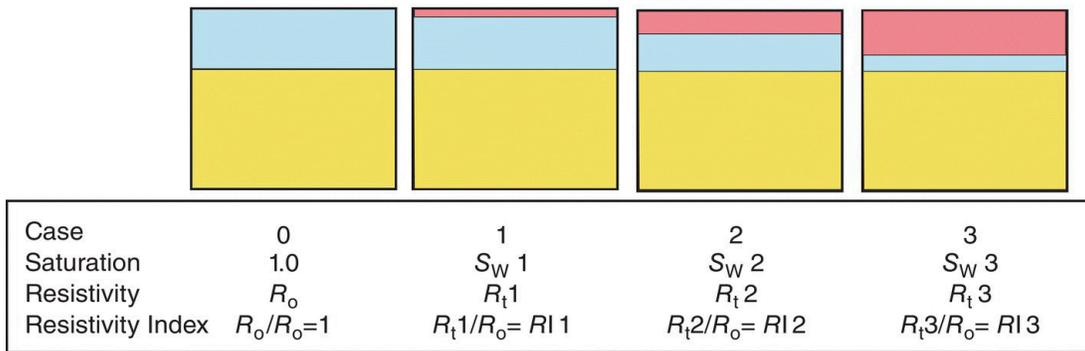
Formation factor vs Porosity



Gambar 3. 13 Faktor resistivitas formasi (F): prinsip estimasi dan penentuan eksperimental. Memplot hasil setiap pengukuran menentukan kemiringan *m* yang menghubungkan F dengan porositas, yang dikenal sebagai eksponen sementasi.

Indeks resistivitas ditentukan dengan mengukur resistivitas sampel pada sejumlah saturasi yang berbeda, karena sampel mengalami desaturasi secara perlahan. Pada setiap titik jenuh, sampel dikeluarkan dari peralatan dan ditimbang untuk menentukan kejenuhan yang tersisa; ini berkaitan dengan R_t . Rentang nilai default untuk n juga 1,8-2,2 (Gambar 3.14). Tes ini dapat dilakukan di bawah koreksi ambient atau overburden menggunakan ladang minyak atau air garam sintetis jika karakterisasi penuh diperlukan.

Resistivity Index vs water saturation



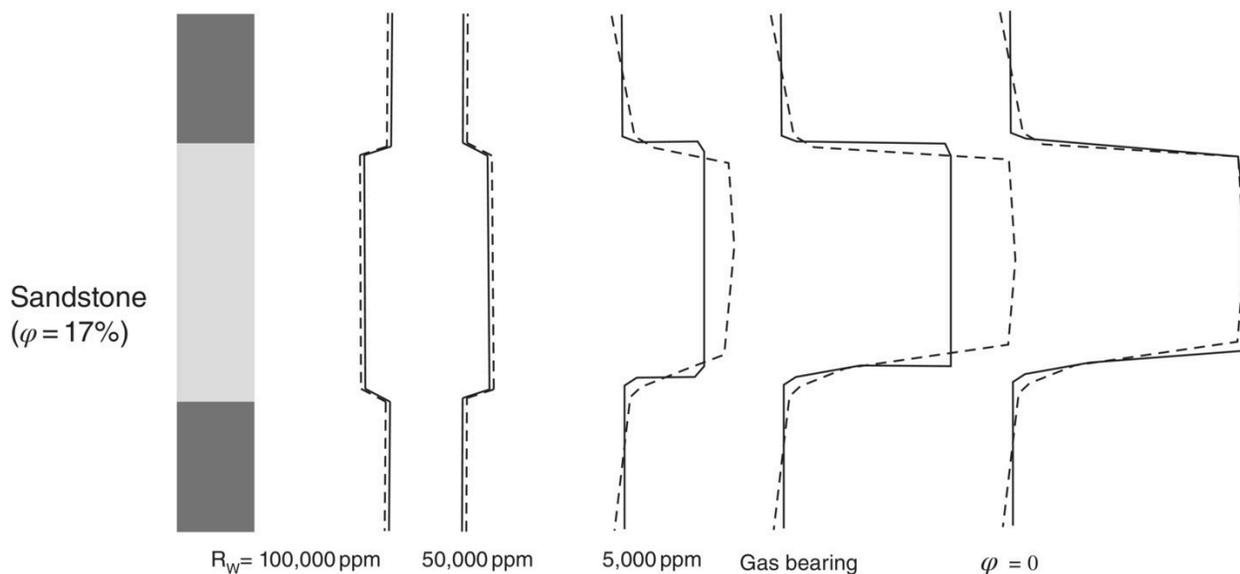
Gambar 3. 14 Indeks resistivitas menghubungkan proporsi fluida jenuh dengan resistivitas fluida non-konduktif.

Hubungan Archie dikembangkan dari pasir yang mengandung air asin yang bersih; dalam reservoir nyata, tentu saja, pasir cenderung mengandung lempung dan mudah-mudahan minyak untuk mempersulit sistem kelistrikan. Banyak hubungan yang berbeda telah dikembangkan untuk wilayah geografis tertentu atau untuk kondisi khusus; dalam semua kasus ini harus default ke Archie ketika pasirnya bebas tanah liat dan air formasi sangat asin.

3.4.4 Saturasi Air Yang Diturunkan Dari Log

Log resistivitas digunakan terutama untuk membedakan bantalan air dari interval bantalan hidrokarbon, tetapi juga dapat menunjukkan cakrawala permeabel dan perkiraan porositas. Salah satunya bagian formasi yang mampu menghantarkan listrik adalah air dalam ruang pori atau terperangkap oleh lempung; matriks batuan dan setiap hidrokarbon biasanya resistif. Alat resistivitas menghasilkan arus dalam formasi dan mengukur respons formasi tersebut terhadap arus itu. Kekuatan respon bervariasi dengan salinitas dan volume air formasi; lebih banyak air asin memberikan respons yang proporsional lebih rendah daripada air tawar. Log resistivitas biasanya disajikan di trek 2 jika berhubungan dengan tampilan log sonik atau melintasi trek 2-3 dari tampilan API standar; skalanya selalu logaritmik dengan kisaran 0,2–200 atau 2000 ohm meter (ohm m).

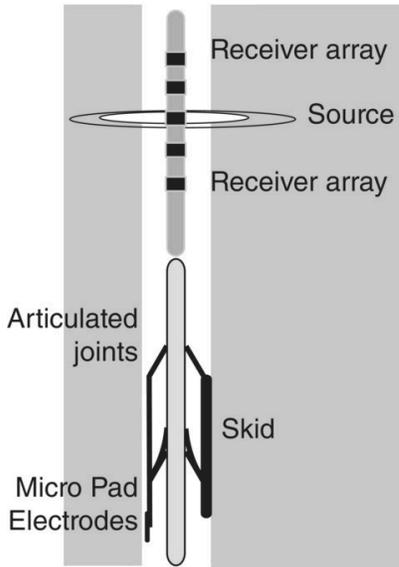
Resistivitas batuan berpori sepenuhnya bergantung pada konduktivitas listrik dari fluida formasi dan filtrat lumpur, karena matriks batuan di sekitarnya bertindak sebagai isolator listrik. Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, fluida pemboran dapat menembus formasi yang permeabel, membentuk mudcake pada dinding lubang bor dan membuang air formasi dari volume sekitarnya, menghasilkan anulus yang diisi dengan filtrat lumpur; kedalaman anulus adalah fungsi dari permeabilitas. Resistivitas zona flushed atau invasi tergantung pada resistivitas dan saturasi filtrat lumpur (R_{mf} dan S_{xo}) dan air formasi yang tersisa (R_t dan S_w) dan porositas. Ketika nilai-nilai ini diketahui, resistivitas di zona merah dapat dikoreksi untuk invasi. Resistivitas formasi tak terinvasi tergantung pada resistivitas dan saturasi air formasi dan porositas, dimana jika digabungkan saturasi minyak, gas dan air adalah satu (Gambar 3.15). Nilai khas R_t bervariasi dari 0,2 hingga 2000 ohm m dan hanya akan diselidiki oleh alat resistivitas terdalam dan terfokus.



Gambar 3. 15 Respon log resistivitas batupasir dengan porositas konstan bervariasi dengan resistivitas air formasi atau kandungan hidrokarbon.

Ada dua keluarga alat resistivitas: alat elektroda (laterologs) yang memiliki elektroda yang dipasang pada bantalan alat yang menghasilkan arus dan mengukur respons formasi dan alat induksi yang menggunakan kumparan listrik untuk menginduksi arus dalam formasi dan mengukur konduktivitas formasi (Gambar 3.16). Yang pertama hanya dapat digunakan di lubang bor yang diisi dengan lumpur berbasis air; log induksi dapat bekerja di sistem lumpur berbasis air dan minyak. Resistivitas diukur dalam satuan ohm m dan konduktansi sebagai milimho/m. Alat resistivitas adalah alat logging pertama, yang dikembangkan pada tahun 1927 oleh saudara-saudara Schlumberger, dan ada banyak perubahan evolusioner dalam desain, mode operasi, dan fungsinya. Alat resistivitas modern menggabungkan banyak elektroda dan sensor untuk menyediakan cakupan lubang bor 360 ° pada berbagai kedalaman penyelidikan. Alat 'array' ini dijalankan dalam kombinasi dengan sebagian besar alat evaluasi formasi lainnya untuk menangkap input kunci yang diperlukan untuk estimasi saturasi hidrokarbon yang akurat.

DUAL LATERO LOG/ARRAY RESISTIVITY



A low frequency, focussed current flows into the formation. Electrode arrays force the current in to a horizontal disk shape. The formation resistivity is determined by the amount of current flowing.

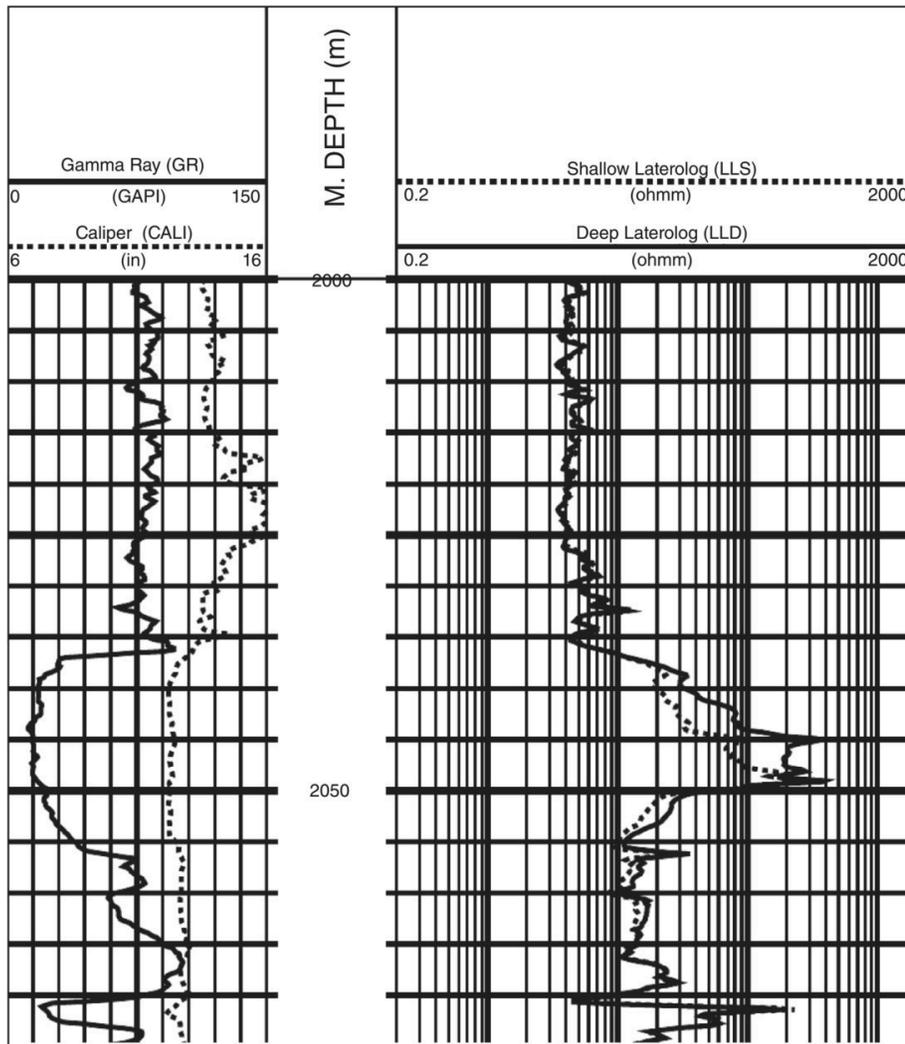
Vertical resolution/DOI: Deep-60cm/2–3 m
Medium-60 cm/60–100 cm

Logging speed: 1800 m/h; slower if run in combination with shallow reading log

Only run in open-holed filled with WBM. Tool must make electrical contact with the formation

Borehole and invasions required to estimate formation resistivity:

Deep~Shallow R_{XO} indicates minor invasion
Deep R_{XO} > Shallow indicates deep invasion



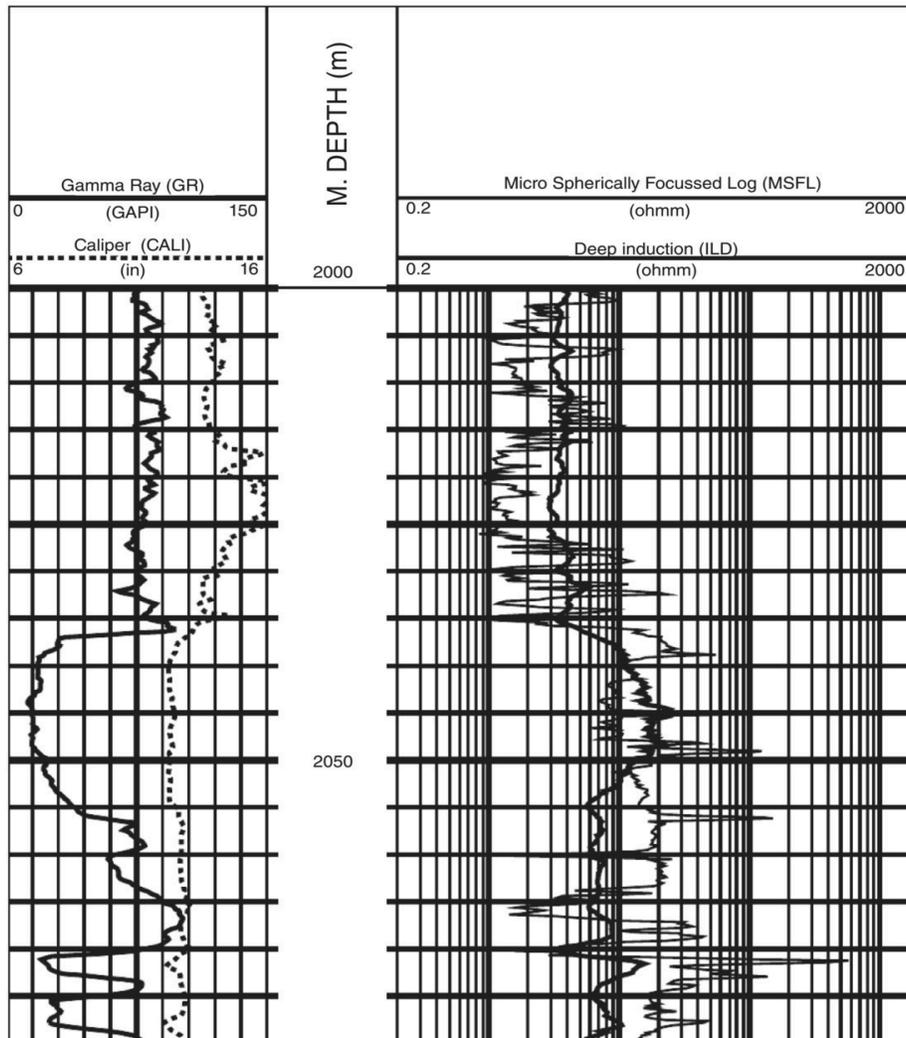
DUAL INDUCTION

Transmitter coils induce an alternating current in the formation. Receivers detect the magnitude and phase of the response, which is proportional to the formation conductivity. Array tools have many receivers at small spacings, and use signal processing to create a single vertical resolution

Vertical Resolution/DOI: Deep-60 cm/1 m: Medium-60 cm/120 cm: Shallow-<45cm/45 cm Logging speed: 600–1000 m/h depending on tool type;

Can be run in WBM or OBM; tools must be kept away from the borehole wall so have a stand-off assembly.

Must be corrected for borehole size, mud resistivity and bed thickness to estimate formation resistivity. Medium and shallow curves required for invasion corrections



Gambar 3. 16 Alat resistivitas yang berbeda: laterolog dan log induksi; mode operasi, aplikasi dan tampilan khas.

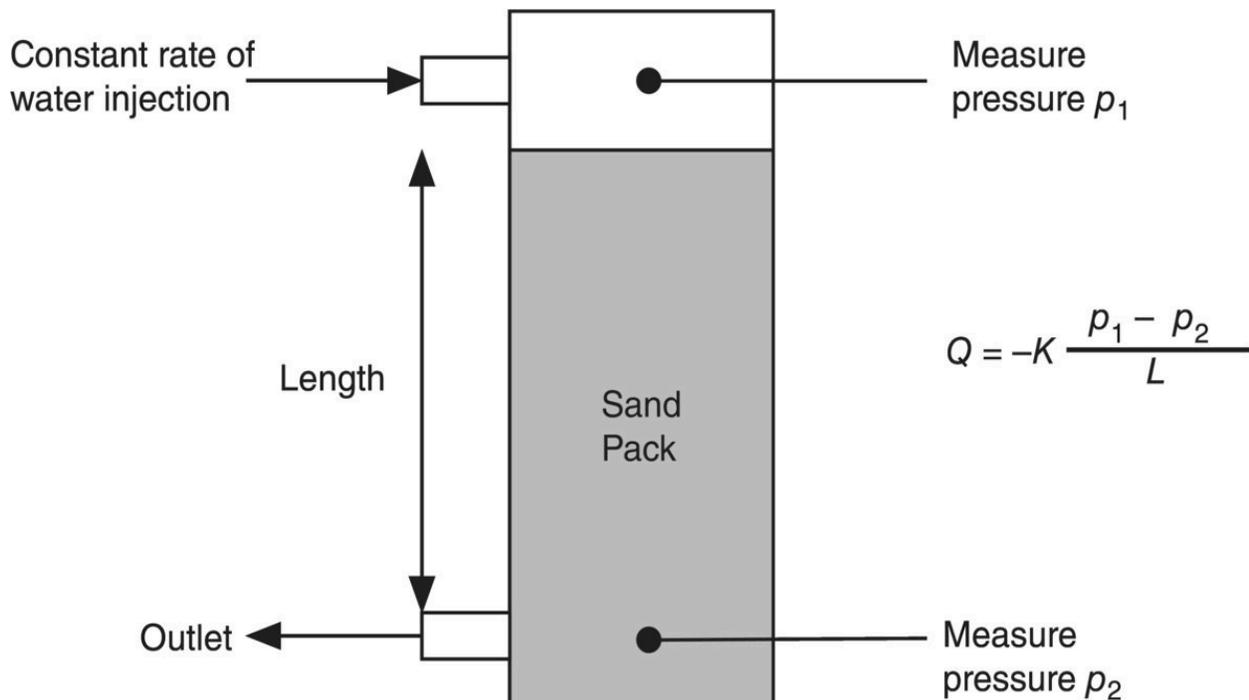
3.5 Permeabiliti

Permeabilitas didefinisikan sebagai kemampuan reservoir untuk 'melakukan' atau 'mengirimkan' cairan melalui matriks batuan: kapasitas aliran reservoir. Meskipun merupakan salah satu sifat reservoir yang paling penting untuk diketahui, pengukurannya juga termasuk yang paling sulit diperoleh pada skala representatif yang sesuai. Permeabilitas diukur dalam darcy, yang mencerminkan nama orang yang pertama kali bereksperimen dengan aliran air melalui paket pasir pada tahun 1856. Henry Darcy adalah seorang insinyur kota Prancis yang berbasis di Dijon untuk sebagian besar karirnya; dia meninggal pada tahun 1858, dalam usia 55 tahun, hanya 2 tahun setelah menyelesaikan eksperimennya dalam aliran fluida (Gambar 3.17).

Persamaan empiris sederhana Darcy menghubungkan laju aliran dengan perbedaan tekanan melintasi pipa berisi pasir dengan penampang dan panjang yang diketahui:

$$Q = -K \frac{P_1 - P_2}{L}$$

Konstanta K adalah permeabilitas absolut paket pasir terhadap fluida yang diketahui, air. Pembatasan lainnya adalah bahwa aliran harus laminar atau kental dan tidak turbulen, bahwa tidak ada reaksi antara fluida dan batuan dan bahwa fase fluida unik dan menjenuhkan batuan sepenuhnya.



Gambar 3. 17 Metode eksperimental untuk menentukan aliran air melalui paket pasir yang menciptakan kembali eksperimen Darcy yang asli.

Persamaan yang lebih umum digunakan dalam percobaan analisis inti menggabungkan luas penampang sampel dan juga viskositas cairan:

$$q = \frac{kA\Delta p}{\mu L}$$

dimana q = laju aliran, k = permeabilitas (biasanya ke udara), A = luas penampang sampel, p = perbedaan tekanan, μ = viskositas medium yang mengalir (gas) dan L = panjang sampel.

3.5.1 Core Permeability

Pengukuran permeabilitas rutin dilakukan dengan menggunakan sumbat inti yang sama dan mengalirkan udara atau helium melalui sampel dengan laju konstan sambil memvariasikan tekanan keluar menggunakan lubang berukuran berbeda. Pengukuran dilakukan pada sumbat horizontal (yang dibor ortogonal ke inti) dan sumbat vertikal (dibor di sepanjang inti); namun, pengukuran vertikal biasanya hanya dilakukan pada sepersepuluh dari jumlah sampel keseluruhan. Pengukuran permeabilitas dapat dikoreksi secara rutin untuk kedua selip gas, yang disebut efek Klinkenberg, dan untuk kondisi overburden. Seperti halnya pengukuran porositas, ada kesalahan pengukuran dan masalah volume/representasi sampel yang harus dihadapi; hasil untuk sampel yang retak harus diabaikan, misalnya. Masalah terbesar dengan hasil permeabilitas inti adalah masalah skala: sumbat diambil untuk mewakili interval reservoir satu kaki yang homogen yang dapat digunakan untuk memperkirakan permeabilitas di seluruh inti dan akhirnya sumur. Perbandingan dengan perkiraan permeabilitas yang diturunkan dari log dan hasil uji sumur secara teratur menunjukkan sifat reservoir yang heterogen.

Permeabilitas relatif adalah nilai normalisasi permeabilitas efektif untuk fluida terhadap permeabilitas absolut batuan. Permeabilitas relatif menyatakan kontribusi relatif dari setiap fase cair terhadap total kapasitas aliran batuan:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}, k_{rw} = \frac{k_w}{k}, k_{rg} = \frac{k_g}{k}$$

di mana k_o , k_w dan k_g adalah permeabilitas efektif untuk setiap fase fluida potensial. Pengukuran permeabilitas relatif penuh dengan kesulitan dan hasil harus diperlakukan dengan hati-hati. Masalah keterbasahan dan heterogenitas skala kecil dalam sampel mempengaruhi pengukuran, dan pertimbangan harus diberikan untuk ini dan masalah eksperimental lainnya ketika mengevaluasi hasil untuk digunakan dalam simulasi dinamis.

3.5.2 Log Permeabiliti

Permeabilitas seharusnya hanya dihitung dari log ketika formasi berada pada saturasi air yang tidak dapat direduksi. Kondisi ini dapat ditentukan dengan menggunakan hubungan volume curah air (BVW):

$$BVW = S_w \times \phi$$

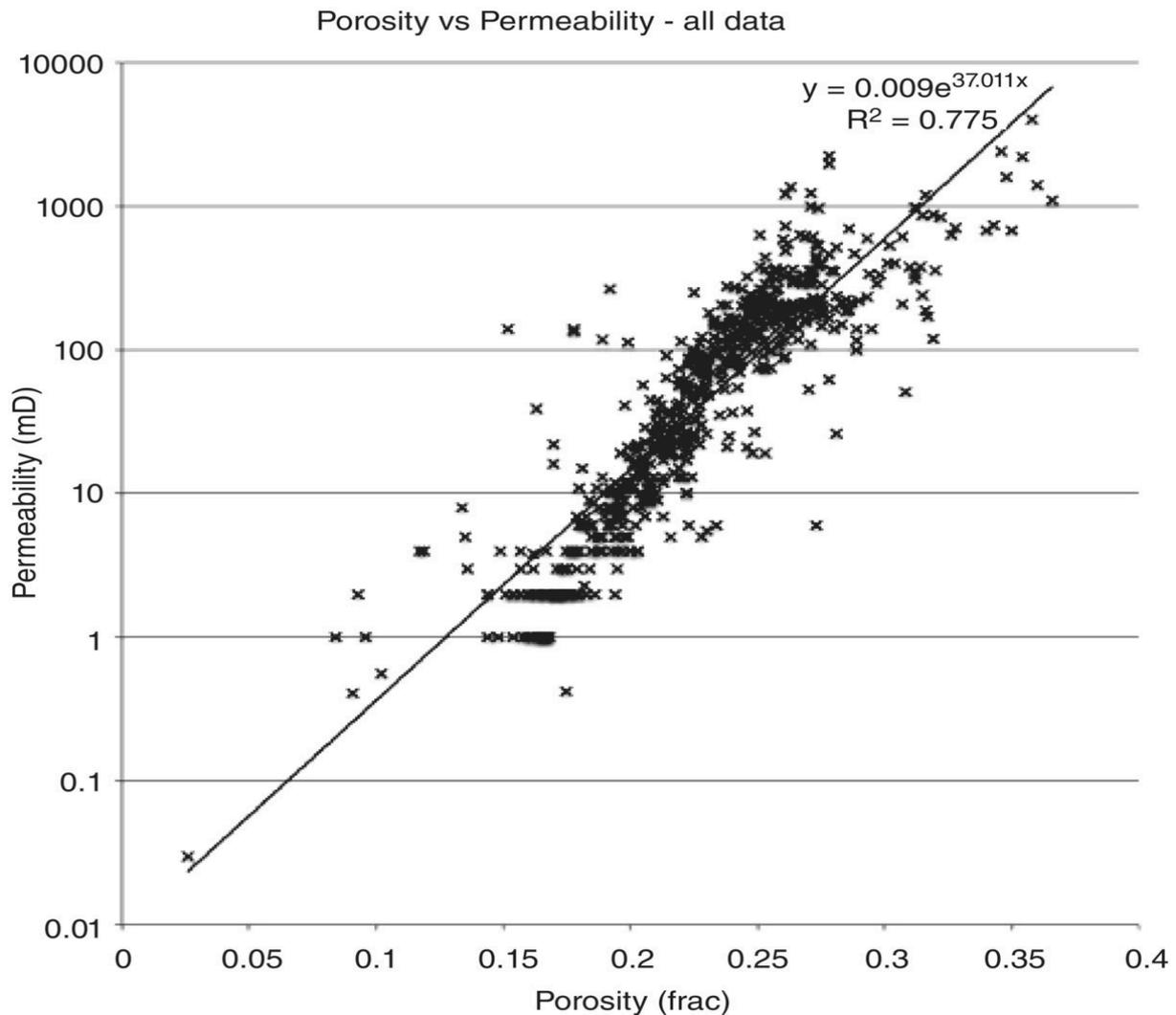
Ketika nilai BVW konstan, interval berada pada saturasi tak tereduksi. Sejumlah hubungan empiris telah dikembangkan selama 50 tahun terakhir berdasarkan eksperimen laboratorium. Persamaan Coates-Dumanoir (Coates dan Dumanoir, 1973) menghubungkan kerapatan hidrokarbon dan porositas dengan pengukuran resistivitas, tetapi bergantung pada dua konstanta yang diturunkan secara eksperimental: teknik ini jarang digunakan saat ini karena ketidakpastian dalam prosesnya. Apapun pendekatan yang diambil untuk memperkirakan permeabilitas, hasilnya harus dibandingkan dengan data uji sumur agar dianggap bermakna.

Resonansi magnetik nuklir menyediakan satu-satunya cara untuk memperkirakan permeabilitas vertikal terus menerus melalui reservoir. Metode ini bergantung pada waktu relaksasi atom hidrogen termagnetisasi dalam fluida reservoir dan hubungannya dengan ukuran tenggorokan pori dan karenanya permeabilitas. Ada dua jenis umum metode empiris untuk menggunakan data, satu berdasarkan saturasi air tak tereduksi (air terikat kapiler) dan yang lainnya menggunakan waktu relaksasi transversal (T2); bentuk paling umum dari hubungan ini dikembangkan oleh Timur (1968) dan Schlumberger-Doll Research (Kenyon et al., 1988), masing-masing. Penggunaan kedua pendekatan ini paling baik dilakukan setelah kalibrasi laboratorium pada sampel teras yang representatif.

Pengukuran penurunan tekanan dan peningkatan yang dicatat selama uji sampel formasi wireline menunjukkan mobilitas fluida dan formasi yang diambil sampelnya, seperti halnya laju pengambilan sampel. Ini hanya perkiraan kualitatif atau semikuantitatif terbaik, tetapi mereka sangat berharga ketika membandingkan hasil estimasi permeabilitas lainnya.

3.5.3 Hubungan Permeabiliti dan Porositi

Bentuknya yang paling sederhana, permeabilitas dapat diprediksi dari hubungan log-linier dengan porositas yang ditentukan dari analisis teras (Gambar 3.18). Terlalu sering tidak ada lagi pemikiran yang diberikan untuk masalah ini dan hanya satu hubungan yang disebarkan melalui model geologis dan petrofisika. Pada kenyataannya, tidak ada hubungan sebab akibat antara porositas dan permeabilitas; melainkan, permeabilitas adalah fungsi dari ukuran butir dan penyortiran dan distribusi ukuran tenggorokan pori yang dihasilkan. Namun, permeabilitas juga dapat dikaitkan dengan banyak sifat lain, baik secara empiris maupun intrinsik, termasuk luas permukaan pori, saturasi air yang tidak dapat direduksi, permeabilitas relatif dan tekanan kapiler. Dalam analisis log sumur, satu-satunya prediktor yang tersedia adalah porositas sendiri atau mungkin dalam kombinasi dengan saturasi air dan volume serpih.



Gambar 3. 18 Contoh plot silang porositas-permeabilitas dengan hubungan linier tunggal y-on-x dijelaskan. Distribusi data menunjukkan bahwa lebih dari satu litofasies dapat dikelompokkan bersama: cobalah untuk mempartisi data untuk mencerminkan geologi.

Langkah pertama dalam alur kerja adalah membangun hubungan empiris antara porositas turunan inti dan permeabilitas, dibatasi oleh beberapa zona (stratigrafi) atau klasifikasi fasies. Data porositas harus dikoreksi overburden jika memungkinkan dan dikalibrasi dengan cairan

hasil permeabilitas jika memungkinkan. Data harus diplot dengan porositas pada sumbu x dan logaritma permeabilitas pada sumbu y; dalam hal ini prediksi akan menjadi hubungan y-on-x, yaitu memprediksi permeabilitas dari porositas. Bentuk paling berguna dari hubungan log-linier diberikan oleh:

$$\log K = a\phi + b \quad \text{or} \quad K = 10^{a\phi + b}$$

dimana a dan b adalah konstanta untuk setiap fasies atau zona reservoir. Hubungan sederhana ini biasanya memprediksi permeabilitas di ujung bawah dan underpredict di ujung atas. Biasanya lebih baik untuk mengembangkan hubungan berdasarkan beberapa properti lain yang terkait dengan litologi atau jenis batuan.

Hubungan dapat dibuat berdasarkan luas lapangan atau zona reservoir individu, fasies atau jenis batuan pada rentang porositas dan permeabilitas yang berbeda. Jika hubungan empiris tunggal berlaku untuk kelompok fasies maka ini dapat digabungkan jika tidak ada perbedaan geologis yang melekat di antara mereka; pasir lembaran tidak boleh digabungkan dengan pasir saluran meskipun ada sifat yang tampaknya sama karena mereka akan memiliki karakteristik pengendapan yang berbeda yang dapat mengontrol aliran di reservoir. Mungkin perlu untuk memotong batas atas permeabilitas yang diprediksi sehingga tidak melebihi matriks maksimum atau permeabilitas intergranular yang diukur pada inti untuk fasies atau zona tertentu. Manipulasi hasil ini tidak diinginkan tetapi sering diperlukan untuk membangun hubungan yang diperlukan untuk pemodelan properti berikutnya.

3.5.4 Koreksi overburden dan efek Klinkenberg

Pepatah lama pengebor bahwa 'satu-satunya hal yang Anda tahu pasti tentang inti adalah bahwa itu digunakan di tanah' terutama benar ketika seseorang mempertimbangkan perubahan yang dialami batuan dan fluida selama coring, pemulihan dan penanganan dari rig ke laboratorium. Pemotongan inti cenderung menimbulkan cincin invasi di sekitar inti yang ketebalannya bervariasi tergantung pada permeabilitasnya. Pelepasan tekanan saat inti dibawa ke permukaan merelaksasi struktur butir di sebagian besar batupasir, meningkatkan volume pori dan membuka rekahan alami – kebalikan dari kompresibilitas batuan. Air dan minyak akan cenderung merembes keluar dari inti, sementara gas mungkin sering terlihat menggeleagak di permukaan inti di lantai rig segera setelah pemulihan.

Porositas dan permeabilitas perlu dikoreksi dari kondisi laboratorium (ambien) ke reservoir (overburden); permeabilitas juga sering dikoreksi untuk selip gesekan medium (gas) yang digunakan dalam melakukan pengukuran, yang disebut koreksi Klinkenberg.

Koreksi lapisan penutup dihitung setelah melakukan serangkaian pengukuran pada kisaran representatif sumbat pada tekanan pembatas yang berbeda hingga tekanan lapisan penutup bersih (in situ) yang dihitung pada kedalaman reservoir/sampel. Koreksi uniaksial empiris kemudian diterapkan untuk mensimulasikan kondisi tegangan reservoir. Perubahan porositas dengan tegangan pembatas yang diterapkan diplot pada serangkaian kurva pengurangan porositas yang dinormalisasi dan kurva yang paling dekat dengan tekanan overburden bersih digunakan untuk memperkirakan faktor koreksi. Koreksi pemadatan inti peka terhadap penerapan tegangan reservoir simulasi yang berbeda kondisi. Tegangan overburden efektif umumnya dihitung sebagai:

$$\bar{S}_v = S_v - P$$

di mana S_v (tekanan lapisan penutup total) = kedalaman \times gradien lapisan penutup dan P = tekanan reservoir awal. Karenanya

$$\phi_u = \frac{\phi_a - U_c \times \Delta PV}{1 - U_c \times \Delta PV}$$

di mana PV = perubahan volume pori, a = porositas ambien dan u = porositas terkoreksi uniaksial [diasumsikan 0,62 setelah Teeuw (1971)]. Untuk menghitung pengaruh pembebanan uniaksial sampel (bukan tekanan pengekanan percobaan), koreksi Teeuw diterapkan. Koreksi ini hanya berlaku dalam kasus kondisi regangan elastis linier dan tidak memperhitungkan tekanan tektonik. Faktor koreksi adalah fungsi dari rasio kompresibilitas Poisson untuk padatan.

Biasanya, faktor koreksi akan bervariasi dari 0,92 hingga 0,98 untuk sebagian besar batupasir yang mengalami lithifikasi; pasir yang terkonsolidasi dengan buruk akan membutuhkan nilai yang lebih rendah (atau metode analisis yang sama sekali berbeda), sedangkan pasir yang disemen akan membutuhkan lebih sedikit koreksi. Karbonat membutuhkan sedikit koreksi, karena struktur batuan seringkali lebih kuat.

Koreksi Klinkenberg diterapkan untuk aliran gas di bawah tekanan rendah, seperti dalam percobaan laboratorium, di mana fluks volume per satuan luas lebih besar daripada yang terlihat pada kondisi reservoir. Efek ini dijelaskan oleh persamaan berikut:

$$k_L = k_\infty \left(1 + \frac{b}{PM} \right)$$

di mana konstanta b adalah jari-jari kapiler rata-rata (ukuran pori-tenggorokan) dan 3γ droge lintasan bebas molekul gas ($b = \gamma/r$). Istilah PM berhubungan dengan nilai ekstrim permeabilitas karena cenderung tak terhingga: ini adalah parameter khusus batuan. Eksperimen telah menunjukkan bahwa efek Klinkenberg lebih jelas 3γ drog 3γ drogen adalah gas yang mengalir daripada nitrogen atau karbon dioksida karena ukuran molekul gas.

3.6 Kesimpulan

Dalam beberapa hal, bab ini adalah kunci untuk petrofisika karena berkaitan dengan sifat dasar dari media berpori dan cairan yang terkandung; tetapi juga salah satu yang paling membingungkan, karena berbagai cara untuk mendefinisikan dan mengukur sifat yang berbeda. Penting untuk menentukan dengan jelas apakah Anda bekerja dalam sistem berpori 'total' atau 'efektif' dan bagaimana Anda dapat mengusulkan untuk berpindah dari satu sistem ke sistem lainnya. Kebanyakan ahli petrofisika akan bersikeras

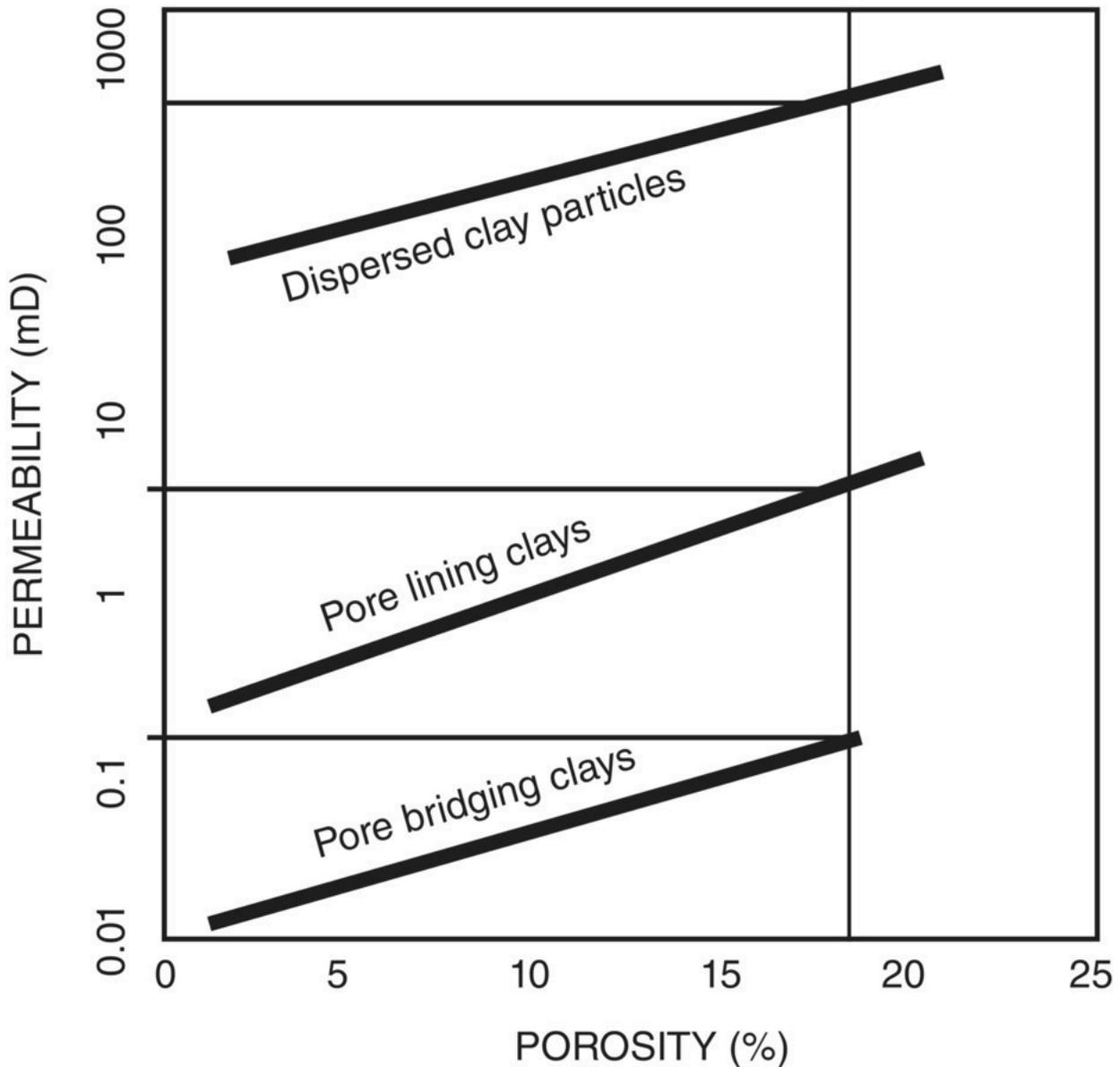
tentang memulai di domain 'total' karena ini adalah yang paling mudah untuk dikalibrasi dengan pengukuran inti, tetapi tentu saja log kami bekerja di tempat di reservoir, di mana pengukuran kami pada dasarnya akan efektif. Perdebatan berkisar pada volume air yang terkait dengan lempung detrital atau mikroporositas. Mengabaikan air yang terikat lempung ini berarti melebih-lebihkan hidrokarbon, suatu dosa besar terutama ketika menghitung minyak atau gas yang awalnya ditempatkan dalam model reservoir.

4. Karakteristik Respon Log

Tugas mendasar dalam analisis log adalah untuk mengkarakterisasi respons log yang berbeda terhadap matriks batuan penyusun, lempung, dan fluida pori yang ditemukan di reservoir. Ada banyak cara untuk mendekati tugas; Namun, mereka semua berputar di sekitar distribusi properti di ruang stratigrafi. Meskipun akan menyenangkan untuk berpikir bahwa satu set titik serpih atau kepadatan matriks akan mencirikan reservoir yang lengkap, ini tidak mungkin; partisi respon karakteristik ini merupakan fungsi dari geologi reservoir. Cara paling sederhana untuk melakukannya adalah dengan membuat zona reservoir ke dalam lapisan yang masuk akal secara geologis dan untuk menentukan respons karakteristik per zona. Sehubungan dengan respons sinar gamma terhadap serpih atau pasir, ini unik untuk setiap sumur; salah satu cara untuk mengkonsolidasikan data adalah melalui normalisasi respon. Namun, selalu waspadai puncak palsu atau respons yang lebih tinggi dari yang diharapkan karena komponen kaya organik, kalium feldspar, atau mineral berat.

4.1 Karakteristik Respon Shale

Langkah pertama dalam alur kerja interpretasi petrofisika biasanya untuk menetapkan volume serpih di reservoir. Istilah serpih memiliki banyak arti: bagi seorang ahli geologi, itu adalah batuan lumpur lithified, fissile yang dihasilkan oleh metamorfisme tingkat rendah; bagi seorang ahli petrofisika, itu adalah bagian dari reservoir yang tidak memberikan kontribusi volume hidrokarbon dan dapat merusak produktivitas. 'Shale' di reservoir memiliki dua asal utama, baik detrital atau authigenic, yang benar-benar tanah liat. Serpih detrital terdiri dari lumpur dan batuan kuarsa tingkat lanau yang diendapkan bersama dengan pasir yang membentuk reservoir dan akan berdampak pada porositas; lempung autigenik dibuat oleh proses diagenetik pasca pengendapan yang bekerja pada reservoir dan umumnya memiliki efek negatif pada permeabilitas (Gambar 4.1).



Gambar 4. 1 Representasi skema dari dampak jenis lempung yang berbeda pada permeabilitas dalam reservoir klastik.

Serpih detrital ditemukan sebagai bentuk struktural, laminasi atau tersebar, terkait dengan mode pengendapan reservoir. Serpih struktural terjadi umumnya sebagai klastik serpih, sering dikerjakan ulang menjadi endapan tersalurkan dalam pengaturan fluvial atau laut dalam. Dengan demikian, mereka menempati volume reservoir yang seharusnya bisa berisi butiran pasir dengan pori-pori antar partikel. Serpih yang dilaminasi ditemukan berselingan dengan pasir dan sekali lagi akan mengurangi volume reservoir kotor; mereka umumnya terkait dengan tingkat rendah deposisi bawah laut. Serpih tersebar sering dikenali di laut dangkal, batupasir bioturbasi di mana lempung tipis awal dan lanau lanau dikerjakan ulang oleh fauna yang hidup di sedimen.

Lempung authigenik terbentuk di dalam ruang pori antar partikel, biasanya sebagai produk dari pelarutan butiran mineral dan fragmen litik yang kurang stabil. Tanah liat ini terbentuk sebagai kristal pelapis pori, buklet penghalang pori dan filamen penghubung pori; lempung pemblokir pori akan mengurangi porositas dan filamen penghubung pori akan mengurangi permeabilitas. Tanah liat adalah silikat aluminium hidro yang memiliki luas permukaan yang besar, menarik dan menahan molekul air ke kristal dengan gaya elektrokimia yang lemah; molekul air bergerak terus-menerus mengikat dan tidak mengikat terus-menerus. Kehadiran lempung di reservoir dapat memiliki efek merusak pada produksi hidrokarbon; catatan khusus harus dibuat dari efek pengeboran yang berbeda dan cairan penyelesaian. Mineral lempung yang umum tercantum dalam Tabel 4.1; meskipun klorit tidak benar-benar tanah liat, sering dimasukkan sebagai satu.

Tabel 4. 1 Jenis tanah liat yang umum dan karakteristiknya.

Clay type	Habit	Composition	Reservoir problems
Kaolinite	Booklets	$Al_4(Si_4O_{10})OH_8$	Fines migration
Smectite	Pore lining	$(Ca,Na)(Al,Mg,Fe)_4(Si,Al)_8O_{20}O$ H_4	Water sensitivity, microporosity
Illite	Pore bridging	$KAl_4(Si_7AlO_{20})OH_4$	Microporosity, fines migration
Chlorite	Pore lining, bridging	$(Mg,Fe,Al)_{12}(Si,Al)_8O_{20}(OH)_{16}$	Acid sensitivity
Mixed layer clays	Pore lining, bridging	Illite/smectite, chlorite/smectite, Chlorite/vermiculite	Water and acid sensitivity

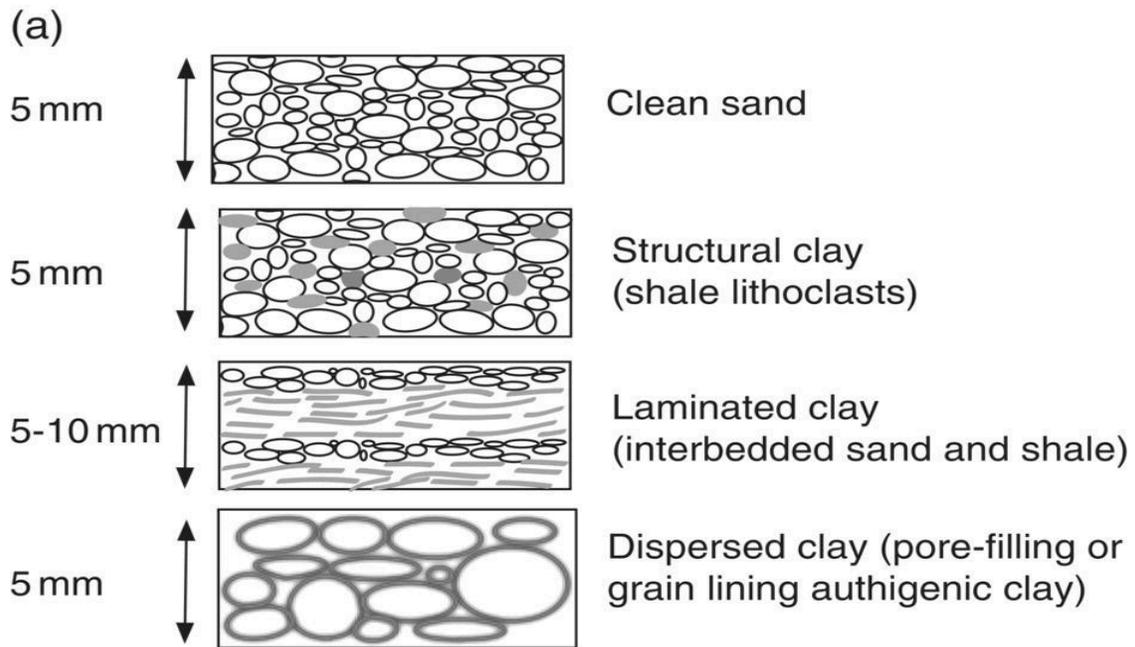
Serpit dan lempung mempengaruhi log wireline dalam beberapa cara dan respon alat dan metode interpretasi harus dikoreksi untuk efeknya. Log sinar gamma dipengaruhi oleh keberadaan unsur radioaktif, biasanya uranium yang terkait dengan bahan organik, dan oleh konsentrasi tinggi mineral berat dan lempung kaya kalium. Log resistivitas mencatat respon yang lebih rendah pada pasir shaly, biasanya dengan lempung autigenik yang melimpah, karena konduktivitas yang lebih besar dari air terikat lempung yang berasosiasi dengan lempung dan juga adanya mikroporositas; ini menghasilkan perkiraan saturasi air yang terlalu tinggi. Kehadiran serpit dan lempung umumnya menyebabkan alat sonik, densitas dan neutron merekam porositas yang terlalu tinggi; kecepatan matriks serpit biasanya kurang dari pasir reservoir, menghasilkan porositas yang dihitung lebih tinggi; alat neutron merespon atom hidrogen dalam molekul air terikat, sekali lagi menghasilkan nilai porositas yang lebih tinggi. Perhitungan alat densitas juga memerlukan koreksi untuk densitas serpit yang umumnya lebih rendah; namun, di

mana kerapatan serpih dan matriks sama, log kerapatan akan cenderung memberikan porositas efektif yang akurat.

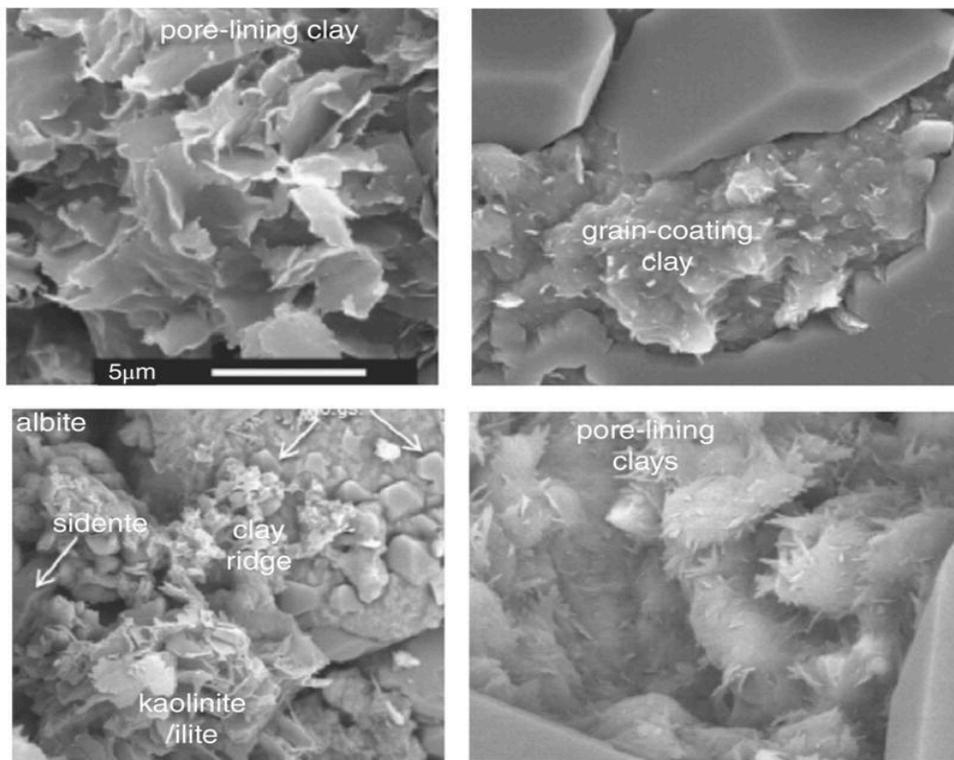
Setelah menentukan jenis serpih dan lempung apa yang kita hadapi, dimungkinkan untuk mengembangkan metode untuk mengurangi keberadaan dan pengaruhnya pada interpretasi selanjutnya. Ketika berhadapan dengan serpih detrital, asumsi dibuat bahwa setiap serpih yang membatasi zona reservoir adalah sama dengan serpih yang didistribusikan dengan reservoir, dan ini mungkin tidak terjadi, tentu saja; namun, respons sinar gamma karakteristik digunakan untuk menentukan volume proporsional serpih di reservoir. Tampilan histogram sederhana (Gambar 4.3) dari interval interpretasi termasuk serpih pembatas akan memberikan nilai maksimum dan minimum serpih atau 'bersih' untuk pasir bersih; saat memilih anggota akhir, kecualikan dan outlier atau 'ekor' ke data. Nilai maksimum dan minimum kemudian dapat dimasukkan dalam persamaan linier sederhana dari bentuk berikut:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{sand}}{GR_{sh} - GR_{sand}}$$

Hubungan ini juga dikenal sebagai indeks sinar gamma (GRI) dan secara efektif merupakan normalisasi dari respons pahat. Ini adalah hubungan empiris dan ada alasan untuk percaya bahwa hubungan linier tidak benar di mana-mana: pekerja yang berbeda telah mengembangkan banyak variasi untuk pengaturan geografis atau stratigrafi tertentu.



(b)



Gambar 4. 2 (a) Jenis tanah liat yang berbeda berdasarkan klasifikasi Thomas–Stieber; (b) contoh lempung yang berbeda di bawah SEM; contoh pelapisan pori dan pelapisan butir terlihat.

Gambar 4.2 (a) Jenis tanah liat yang berbeda berdasarkan klasifikasi Thomas–Stieber; (b) contoh lempung yang berbeda di bawah SEM; contoh pelapisan pori dan pelapisan butir terlihat.

Persamaan linier dan variannya bekerja dengan baik untuk serpih struktural dan terdispersi atau di mana jenis serpih tidak ditentukan dengan baik. Alternatif yang dapat digunakan untuk shale terdispersi dan laminasi adalah metode Thomas-Stieber yang menggunakan hubungan antara porositas dan sinar gamma ternormalisasi untuk menentukan volume shale:

$$GR_{lam} = (GR_{sand} - V_{sh} GR_{sand}) + V_{sh} GR_{sh}$$

dan hubungan porositas yang sesuai adalah

$$\phi_{lam} = (\phi_{sand} - V_{sh} \phi_{sand}) + V_{sh} \phi_{sand}$$

Metode Thomas-Stieber memiliki efek menghilangkan pengaruh serpih detrital pada interpretasi porositas dan saturasi berikutnya. Akibatnya, ini juga mengurangi interval reservoir kotor juga, tetapi harus meningkatkan porositas rata-rata interval.

Karena respons pahat sinar gamma dipengaruhi oleh banyak kondisi lubang bor, maka perlu dilakukan estimasi volume serpih pada basis sumur demi sumur; nilai maksimum dan minimum akan spesifik dengan baik. Jika log sinar gamma spektral tersedia di seluruh lapangan, kurva sinar gamma yang dihitung atau dikoreksi (CGR) harus digunakan untuk estimasi volume serpih karena kurva ini telah menghilangkan komponen uranium, hanya menyisakan respons terkait kalium dan torium.

Setelah menetapkan respons serpih 100%, langkah selanjutnya adalah mengidentifikasi respons log lain yang sesuai dengannya. Salah satu cara untuk melakukannya adalah dengan serangkaian plot silang V_{sh} terhadap log densitas, neutron dan sonik untuk setiap interval interpretasi. Tren sebagian besar data diproyeksikan dari nilai V_{sh} yang lebih rendah ke $V_{sh} = 1$ dan perkiraan dibuat dari intersep dalam setiap kasus.

Di mana ada ambiguitas dalam data, adalah konvensional untuk memilih bagian atas awan data untuk gradien positif dan dasar awan untuk gradien negatif. Nilai yang dihasilkan dikenal sebagai titik serpih untuk log yang berbeda. Dalam litologi yang kompleks dan reservoir yang heterogen atau kompleks secara stratigrafi, mungkin tidak mungkin untuk mengidentifikasi nilai-nilai serpih parametrik di seluruh lapangan, dalam hal ini akan diperlukan untuk menentukan nilai spesifik sumur atau zona.

Proses ini berlaku untuk sebagian besar log lainnya; namun, ada dua pendekatan lebih lanjut yang dapat diterapkan untuk karakteristik serpih tertentu: resistivitas serpih dan pendekatan densitas neutron gabungan. Dalam sistem air tawar, apakah terdiri dari filtrat lumpur untuk penentuan S_{xo} atau air formasi untuk perhitungan S_w , nilai R_{sh} sangat penting. Dengan mem-cross-plot V_{sh}

> 0,9 yang sesuai, jika ada titik yang cukup, terhadap log resistivitas dalam yang terkoreksi lingkungan, setiap variasi dalam Rsh di dalam sumur dapat ditentukan. Jika variasi ini signifikan, perlu untuk memplot log Vsh dan resistivitas dalam di sepanjang lubang bor untuk mengidentifikasi zona terpisah di mana Rsh bervariasi dengan kedalaman.

Dimungkinkan untuk menggunakan kombinasi densitas neutron sebagai indikator serpih alternatif (Gambar 5.4), menghasilkan konsistensi internal yang lebih besar dari identifikasi titik serpih. Pendekatan ini juga dapat diterapkan pada PEF, tetapi tidak boleh digunakan untuk log lainnya. Pertama hitung porositas densitas menggunakan matriks default (2,71 g/cm³) dan sifat fluida (1,0 g/cm³) untuk kaki air; jika densitas fluida diketahui bervariasi melalui sumur karena hidrokarbon, mungkin perlu untuk membangun data porositas berdasarkan zona. Porositas densitas yang dihitung adalah log porositas 'jelas' karena tidak terkoreksi serpih. Langkah selanjutnya adalah memplot log neutron terkoreksi (CNL) terhadap log porositas semu. Titik serpih neutron harus jelas dari plot; namun, titik shale porositas densitas ditentukan dari persamaan

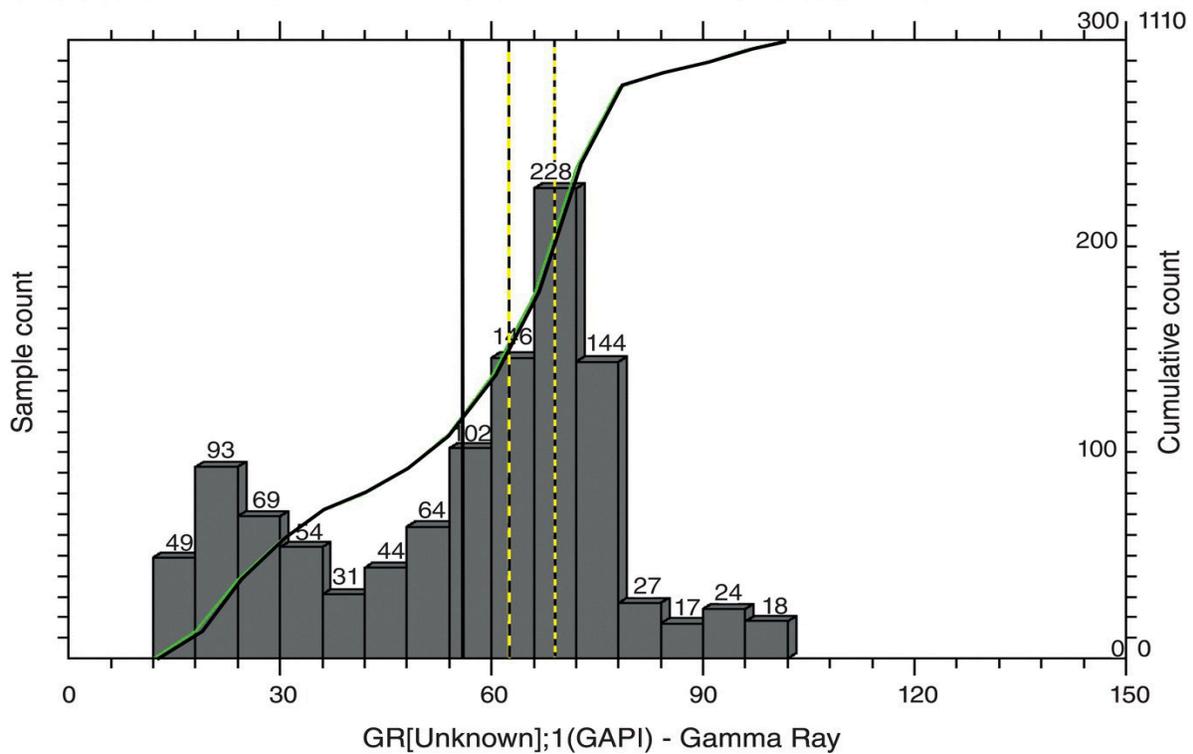
$$\text{Den}_{\text{sh}} = \frac{\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{sh}}}{\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{fl}}}$$

dimana ma adalah densitas matriks batugamping, sh adalah nilai log densitas dari cross plot dan fl adalah densitas fluida yang sesuai.

Total values: 10
 Within range: 1110
 Geom. mean: 50.49
 Standard deviation: 21.140

Skewness: -0.4492
 Variance: 446.92
 Kurtosis: -0.743
 Min. of data: -12.22

Arith. mean: 55.8
 Median: 62.42
 Mode: 69.000
 Max. of data: 101.45



Gambar 4. 3 Histogram respon sinar gamma dalam sumur menunjukkan distribusi bimodal yang mencerminkan dua populasi batupasir dan serpih. Tampilan ini dapat digunakan untuk mengidentifikasi pasir bersih dan respon serpih untuk perhitungan volume serpih.

Akhirnya:

$$V_{sh_{ND}} = \frac{a-b}{c-d}$$

di mana

$$a = (\rho_{clean} - \rho_{fl}) \times (CNL_{fl} - CNL)$$

$$b = (\rho_b - \rho_{fl}) \times (CNL_{fl} - CNL_{clean})$$

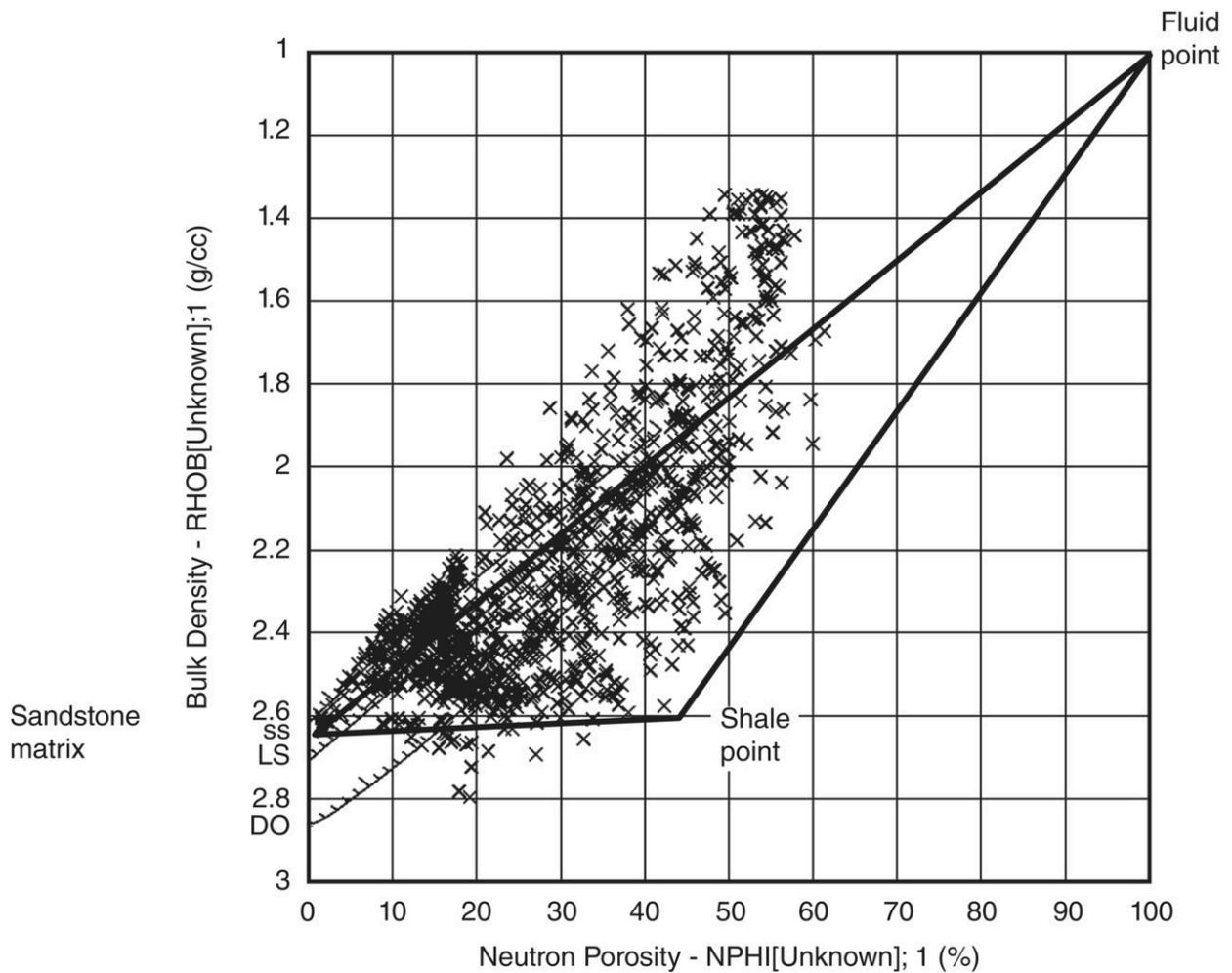
$$c = (\rho_{clean} - \rho_{fl}) \times (CNL_{fl} - CNL_{shale})$$

$$d = (\rho_{shale} - \rho_{fl}) \times (CNL_{fl} - CNL_{clean})$$

4.2 Karakteristik Matrik

Evaluasi karakteristik matriks harus dilakukan pada basis multi-sumur untuk setiap zona reservoir yang akan diinterpretasikan. Identifikasi zona dapat dipandu oleh hasil kerapatan butir dari analisis inti: jika variasi kerapatan butir, yang ditampilkan sebagai histogram, kecil untuk setiap zona, maka interval reservoir cenderung homogen dan kerapatan butir rata-rata dapat digunakan sebagai karakteristik untuk zona itu. Jika nilai matriks sangat bervariasi, mungkin perlu mengadopsi pendekatan yang lebih fleksibel, mungkin bekerja dengan dasar yang sangat spesifik atau pindah ke pendekatan tipe batuan.

Nilai matriks hanya boleh diidentifikasi pada interval bersih, $V_{sh} < 0,1$. Plot silang log densitas-neutron pada setiap interval interpretasi akan menggambarkan kelompok titik tentang titik akhir matriks untuk litologi yang berbeda (Gambar 4.4); jika nilai matriks telah ditentukan pada basis sumur demi sumur, maka plot ini juga harus spesifik. Jika ada konsistensi, gunakan nilai seluruh bidang untuk setiap zona interpretasi jika memungkinkan untuk meningkatkan efisiensi alur kerja. Prosedur yang sama harus diterapkan untuk kombinasi neutron-sonik juga, menggunakan nilai matriks neutron yang ditentukan sebelumnya untuk memperbaiki matriks sonik. Dimana PEF tersedia dan akan digunakan dalam evaluasi litologi berikutnya, sifat matriks dapat diambil dari tabel.



X mean = 28.009, Y mean = 2.246 N = 1104

Gambar 4. 4 Plot silang densitas neutron diskalakan untuk mengidentifikasi batupasir, serpih, dan titik fluida dari sekuens berisi air yang saling bersilangan.

4.3 Karakteristik Fluida

Karena invasi lumpur, cairan yang ada di pori-pori jarang merupakan isi asli, tetapi campuran yang tidak diketahui dari filtrat lumpur dan cairan formasi. Akibatnya, respons alat penginderaan dangkal terhadap campuran fluida ini harus ditentukan secara empiris; ini hanya dapat dilakukan secara akurat pada interval berinti di mana sifat matriks diketahui dengan jelas. Metode ini biasanya diterapkan hanya untuk alat sonik dan densitas tetapi dapat diperluas ke log neutron dan PEF. Namun, prosedur untuk menentukan karakteristik cairan ini ambigu dan hasilnya mungkin sangat menyesatkan.

Dimulai dengan log sonik, respons fluida diperlukan untuk mengkompensasi kekurangan persamaan rata-rata waktu ketika digunakan dalam kombinasi dengan porositas. Metodenya adalah lintas

plot sonic terhadap porositas untuk interval nilai matriks yang konsisten. Garis lurus adalah garis yang ditarik melalui nilai sonik = 0 dan matriks sonik (Δt_{ma}); kecocokan yang dihasilkan menentukan nilai untuk respons sonik dalam campuran fluida yang tidak diketahui (Δt_{fl}). Secara umum ini akan berada di antara 185 dan 240 s/ft; jika semuanya gagal, gunakan default 189 s/ft. Prosedur yang sama dapat diikuti untuk log densitas, menetapkan titik tetap pada $\rho_{ma} = 0$ dan densitas matriks (ρ_{ma}).

4.4 Karakteristik Hidrokarbon

Kehadiran hidrokarbon berpengaruh pada ketiga alat porositas utama; sebagian besar perangkat lunak interpretasi memiliki rutinitas koreksi bawaan untuk mengimbangnya dan ini harus digunakan. Dengan adanya hidrokarbon, interval waktu transit formasi meningkat, menghasilkan porositas yang dihitung terlalu tinggi. Hilchie (1978) mengusulkan koreksi berikut: untuk gas = $\rho_{son} \times 0,7$ dan untuk minyak = $\rho_{son} \times 0,9$.

Respons log densitas dipengaruhi dengan cara yang sama seperti log sonik, menghasilkan porositas yang terlalu tinggi; efek minyak di pori-pori minimal, tetapi keberadaan gas bisa signifikan. Respon dari log neutron dimana pori-pori terisi gas menghasilkan estimasi porositas yang lebih rendah dari porositas formasi yang sebenarnya. Hal ini terjadi karena dalam volume pori yang tetap terdapat konsentrasi hidrogen dalam gas yang lebih rendah daripada minyak atau air; ini tidak diperhitungkan dalam pemrosesan alat. Inilah yang disebut 'efek gas' yang terlihat di sumur dengan tutup gas. Hal ini dapat dikoreksi tetapi biasanya diabaikan dan pengukuran porositas alternatif digunakan dalam interval bantalan gas.

4.5 Koreksi Shale

Tanggapan alat porositas dasar sekarang dapat dikoreksi untuk efek serpih; ini dilakukan dengan menggunakan persamaan umum

$$\text{corrected log} = \text{input log} + V_{sh} (\text{matrix response} - \text{shale response})$$

Log input harus versi koreksi hidrokarbon dari alat logging mana pun yang digunakan. Misalnya, koreksi pada log sonik adalah

$$\Delta t_{corr} = \Delta t + V_{sh} (\Delta t_{ma} - \Delta t_{sh})$$

di mana t_{corr} adalah log sonik terkoreksi serpih, t adalah log sonik yang disesuaikan dengan kedalaman (tidak ada koreksi lingkungan yang diterapkan), t_{ma} adalah waktu transit matriks dan t_{sh} adalah waktu transit serpih. Untuk log neutron dan densitas, input yang dikoreksi hidrokarbon harus digunakan. Setelah koreksi ini dilakukan, meskipun mungkin tidak sempurna, log yang dihasilkan harus dianggap sebagai alat yang dijalankan di lingkungan bebas serpih dan tidak ada referensi lebih lanjut yang perlu dibuat untuk efek serpih selain dalam pemilihan batas

pembayaran bersih. . Log resistivitas tidak dikoreksi untuk efek serpih dengan cara ini; sebaliknya, koreksi dilakukan saat melakukan air interpretasi saturasi.

4.6 Kesimpulan

Kunci dari bagian alur kerja ini adalah untuk mengenali bahwa interval yang berbeda mungkin memiliki sifat batuan atau fluida yang berbeda dan untuk menggambarkan secara memadai perbedaan seperti yang diungkapkan oleh respons log. Perbedaannya lebih halus daripada batas pasir atau serpih yang ditentukan oleh nilai maksimum dan minimum sinar gamma: melainkan respons resistivitas dalam, sedang, dan dangkal di pasir dengan permeabilitas yang bervariasi. Perbedaan ini akan ditindaklanjuti dalam parameter Archie, membantu untuk mengambil sampel dan menguji berbagai jenis batuan yang mungkin. Perubahan kandungan mineral yang mempengaruhi respon log dapat digunakan untuk menentukan lingkungan pengendapan yang berbeda; pasir glaukonit adalah khas dari lingkungan laut dangkal, batubara berhubungan dengan dataran banjir dan rawa laguna dan pasir feldspathic lebih sering ditemukan di lingkungan aeolian.

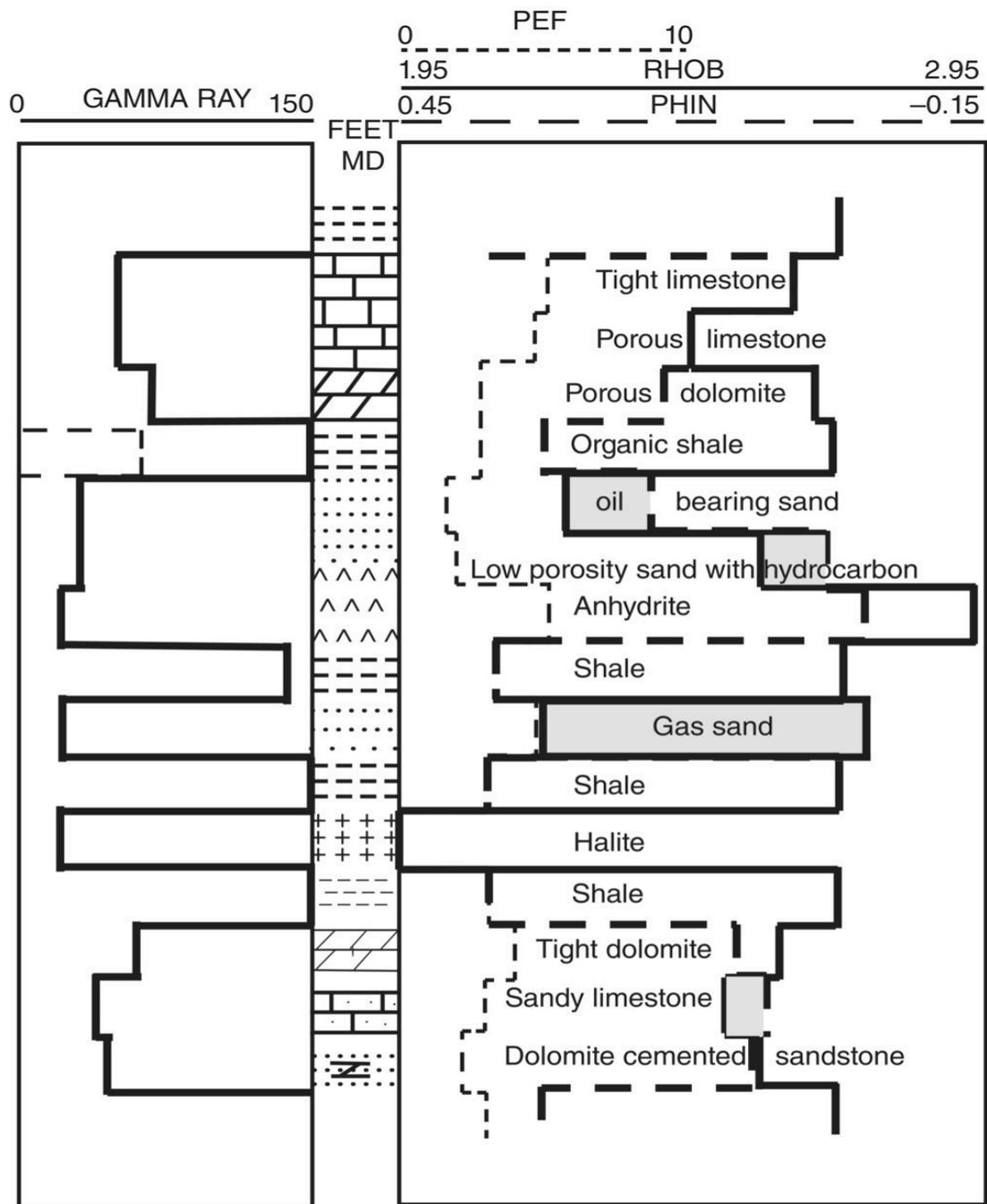
5. Evaluasi dari Litologi, Porositi dan Saturasi Air

Sebelum memperkirakan porositas atau saturasi air, litologi reservoir dan resistivitas air formasi harus diketahui. Idealnya keduanya akan diketahui dari inti atau stek dan sampel cairan; namun, keduanya tidak akan sepenuhnya dicirikan pada tahap awal perkembangan. Data log dapat digunakan untuk membedakan litologi kotor sebagai bagian dari interpretasi porositas dan ada beberapa cara untuk memperkirakan R_w menggunakan berbagai alat resistivitas yang tersedia.

5.1 Evaluasi dari Litologi

Persyaratan interpretasi litologi berbeda untuk ahli geologi dan petrofisika: ahli geologi mencari informasi tentang lingkungan pengendapan sedangkan ahli petrofisika membutuhkan masukan untuk persamaan; satu deskriptif dan yang lainnya numerik. Kedua disiplin ilmu menggunakan data inti dan stek untuk mengkalibrasi interpretasi log mereka, tetapi ahli geologi akan mencari pola skala meter hingga desimeter, sedangkan ahli petrofisika membutuhkan nilai pada setiap interval pengukuran log. Mengenai masalah skala interpretasi, ingatlah bahwa resolusi vertikal dari wireline logs jauh lebih kasar daripada core dan bahwa tugas ahli petrofisika adalah mengidentifikasi lapisan apa pun yang mungkin berkontribusi pada produksi hidrokarbon. Pendekatan yang berbeda untuk akuisisi dan interpretasi data diperlukan ketika berhadapan dengan reservoir dengan lapisan tipis.

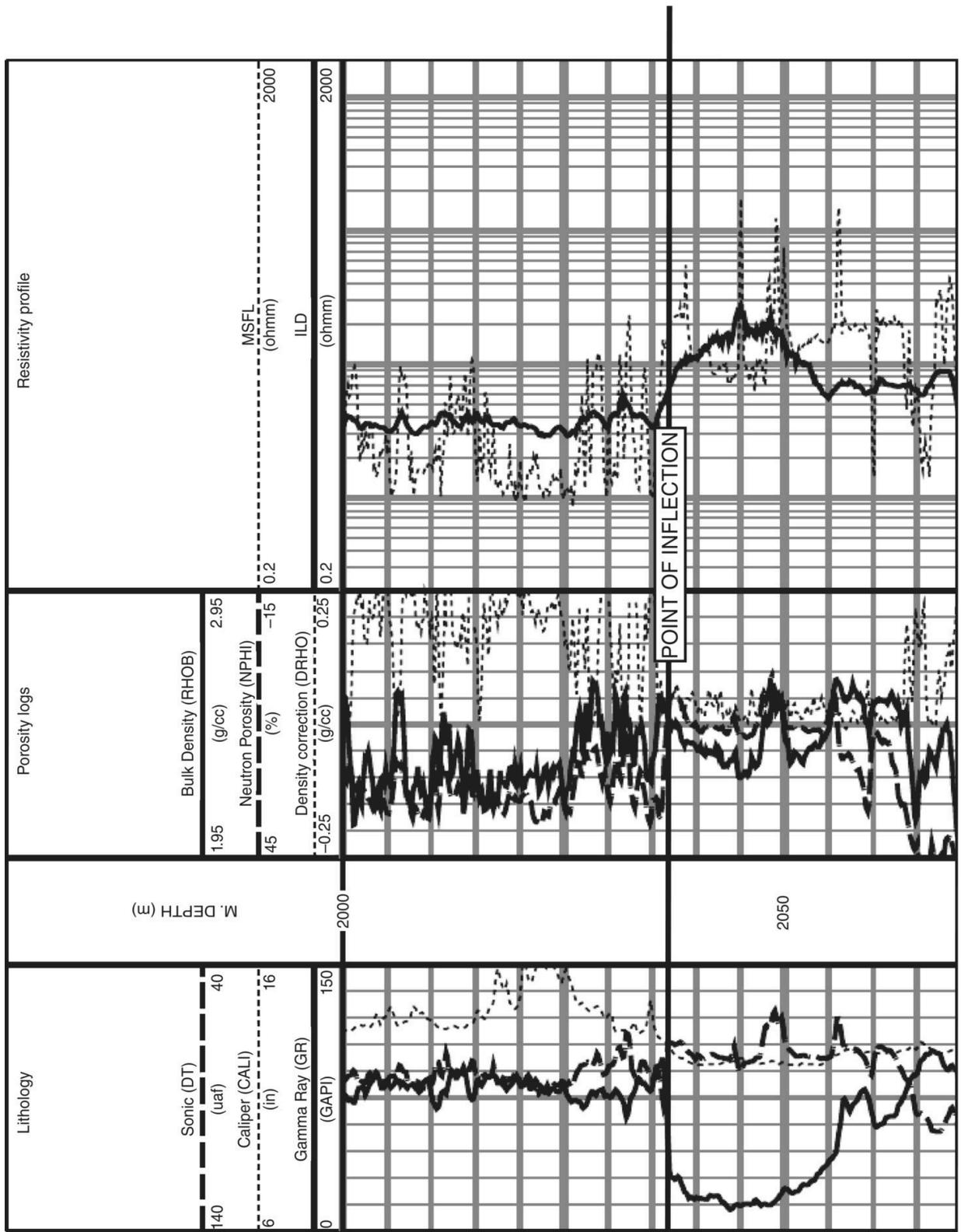
Kita sudah tahu bahwa ada dua kelas reservoir litologi utama: klastik dan karbonat; semua reservoir lain, seperti basal dan basement beku, memerlukan karakterisasi khusus. Saat memindai rangkaian log, perlu diingat bahwa karakter kasar dari urutan klastik atau karbonat umumnya sangat berbeda (Gambar 5.1). Serpih dengan resistivitas hampir konstan biasanya mengelilingi reservoir batupasir, sehingga perubahan fluida reservoir mudah diamati; reservoir karbonat, bagaimanapun, akan menunjukkan perubahan resistivitas yang cepat karena jenis batuan variabel. Pada bagian ini, kami fokus terutama pada reservoir klastik;



^ ^ ^ ^	Anhydrite		Limestone		Shale
+ + + +	Halite		Dolomite		Sandstone

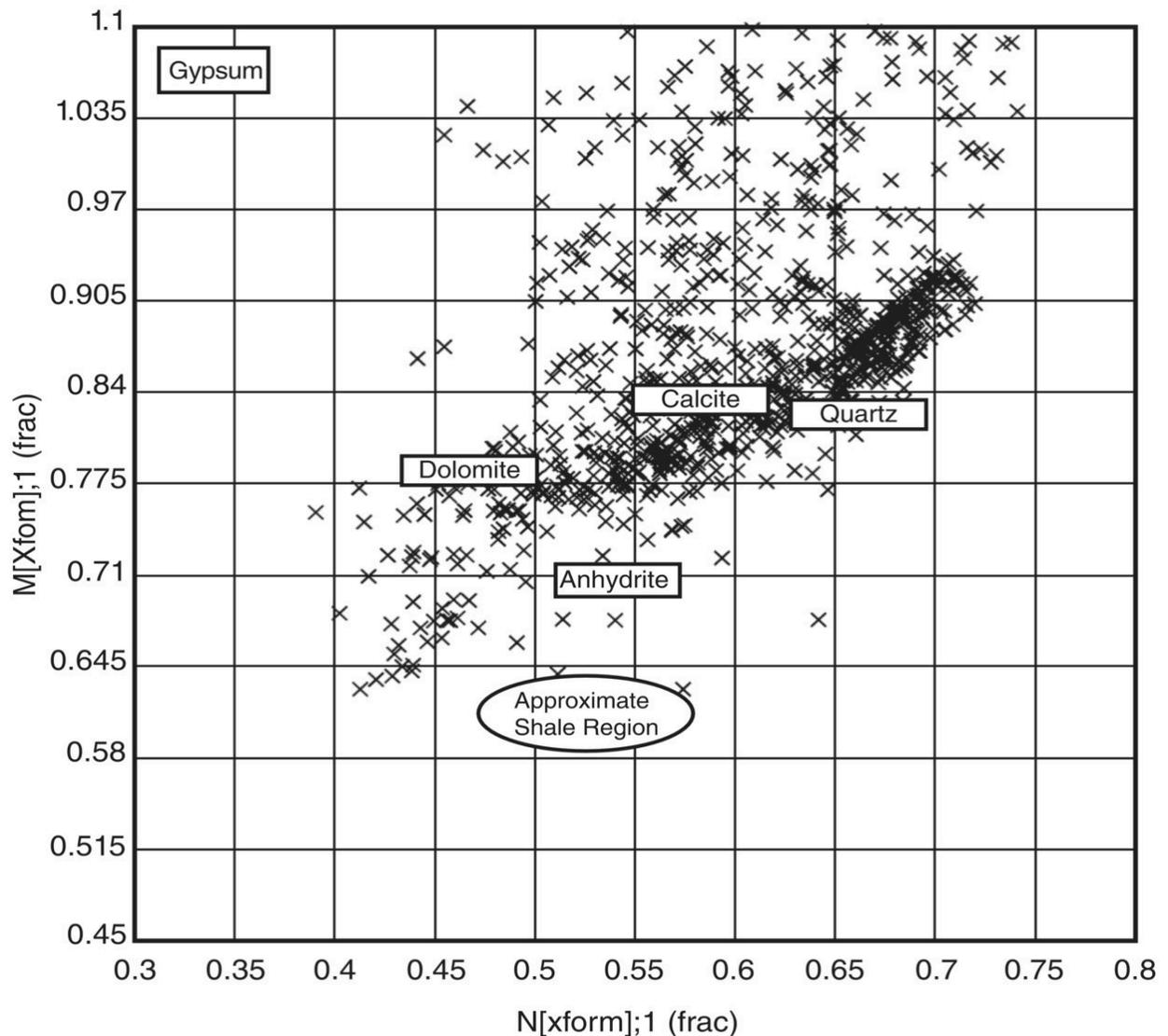
Gambar 5. 1 Penentuan litologi yang disederhanakan dari log gamma, densitas neutron, dan PEF.

Pada bab sebelumnya, kita melihat bagaimana log volume serpih dapat dihitung dari sinar gamma; tetapi bahkan sebelum ini, perangkat lunak analisis log modern memungkinkan pengguna untuk menampilkan data dengan cara yang berarti untuk membantu interpretasi litologi dasar. Tampilan warna-isi sederhana dari variasi gamma akan memilih variasi litologi kasar dan membantu identifikasi pola pengendapan skala yang lebih besar. Dikombinasikan dengan isian warna densitas neutron di mana dua log 'bersilang' akan mengidentifikasi lapisan porositas yang lebih tinggi dalam urutan. Alat-alat ini menjadi penting ketika memilih batas tempat tidur untuk analisis selanjutnya. Sudah menjadi kebiasaan bahwa batas-batas tersebut diambil pada 'titik belok' dari log yang dipilih, yaitu titik tengah antara puncak dan lembah (Gambar 5.2).



Gambar 5. 2 Mengidentifikasi titik belok dari rangkaian log wireline untuk menentukan batas Hidrocarbon

Tingkat berikutnya dari tampilan grafis, dibuat sangat kuat sejak pengembangan perangkat lunak komputer, adalah interpretasi semikuantitatif data log dalam bentuk histogram dan plot pencar untuk menggambarkan baik distribusi statistik properti dan hubungan antar mereka. Sejumlah plot interpretasi yang berbeda telah dikembangkan selama bertahun-tahun untuk mengidentifikasi kombinasi mineral diskrit yang membentuk bagian penyusun litologi: plot M–N (Gambar 5.3), plot MID, plot LDT. Secara ekstrim, metode ini menghasilkan interpretasi litologi statistik murni dengan semua bahaya yang mungkin terjadi; namun, tampilan ini berharga dalam memahami hubungan antara litologi dan log, semoga dengan data keras yang cukup dari inti dan potongan untuk mengkalibrasi hasilnya.



X mean = 0.599, Y mean = 0.866 N = 848

Gambar 5. 3 Contoh plot litologi M-N, di mana M mewakili hubungan yang dinormalisasi dari sonic dan bulk density dan N mewakili hubungan yang dinormalisasi antara bulk density dan porositas neutron. Plot ini digunakan untuk mengidentifikasi mineral dan litologi yang berbeda

5.1.1 Histogram

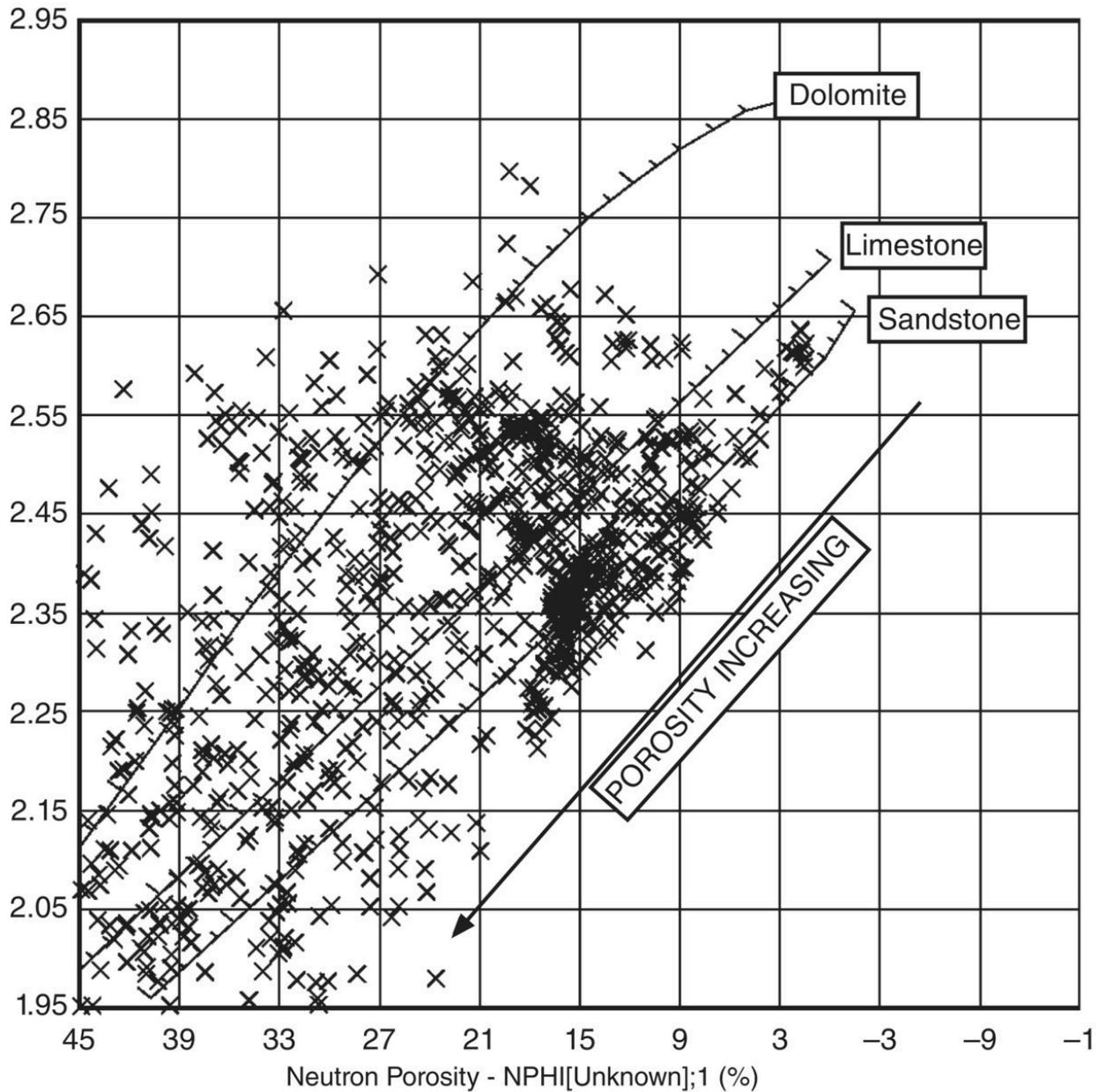
Kita telah melihat sebelumnya bagaimana tampilan histogram sinar gamma digunakan untuk menentukan respon pasir bersih dan nilai maksimum serpih untuk menghitung volume log serpih; namun, jenis tampilan yang sama dapat digunakan untuk mencari perbedaan antara sumur atau badan pasir individu. Ini sangat berguna ketika membandingkan pasir dengan feldspar variabel atau komponen litik

karena distribusi masing-masing akan berbeda dan perbedaannya dapat dinyatakan dalam nilai rata-rata dan standar deviasi. Perbedaan kuantitatif tersebut dapat membantu untuk

mengidentifikasi daerah sumber sedimen yang berbeda, lingkungan pengendapan atau hubungan proksimal-distal dari badan pasir berkorelasi di lapangan. Saat melakukan studi multi-sumur, distribusi histogram dari suatu properti dapat digunakan untuk menormalkan semua data yang relevan, memberikan konsistensi dalam interpretasi selanjutnya.

5.1.2 Scatter Plots

Plot pencar dapat digunakan untuk membandingkan log yang mewakili properti yang kompatibel seperti sonik dan densitas atau data yang tidak terkait atau dari sumber yang berbeda, seperti data laboratorium dibandingkan dengan data wireline. Kita telah melihat bagaimana plot silang densitas neutron digunakan untuk menentukan titik serpih ketika matriks dan densitas fluida ditetapkan, tetapi juga digunakan untuk menentukan litologi menggunakan overlay grafis standar (Gambar 5.4). Dalam kasus paling sederhana dari dua variabel, litologi (kepadatan matriks) dan porositas dan tidak ada hidrokarbon, solusinya mudah dan litologi di setiap titik dapat dihitung; namun, jika ada komponen serpih atau lebih dari satu jenis porositas, maka nilai anggota akhir yang representatif harus ditentukan. Hal ini jarang dapat dilakukan tanpa data keras dari inti sehingga berbagai jenis batupasir dapat dikarakterisasi. Contohnya mungkin di mana pasir fluvial dan aeolian saling bersilangan seperti pada Batupasir Sherwood Trias; setiap pasir memiliki sifat reservoir yang berbeda karena cara mereka diendapkan dan kemudian diubah oleh diagenesis penguburan, dan ini tercermin dalam porositas, sedangkan densitas matriksnya serupa (Bastin et al., 2003). Tampilan grafis interaktif dari interval yang dicatat dan plot silang memungkinkan pasir reservoir individu untuk diidentifikasi dan disorot di plot.

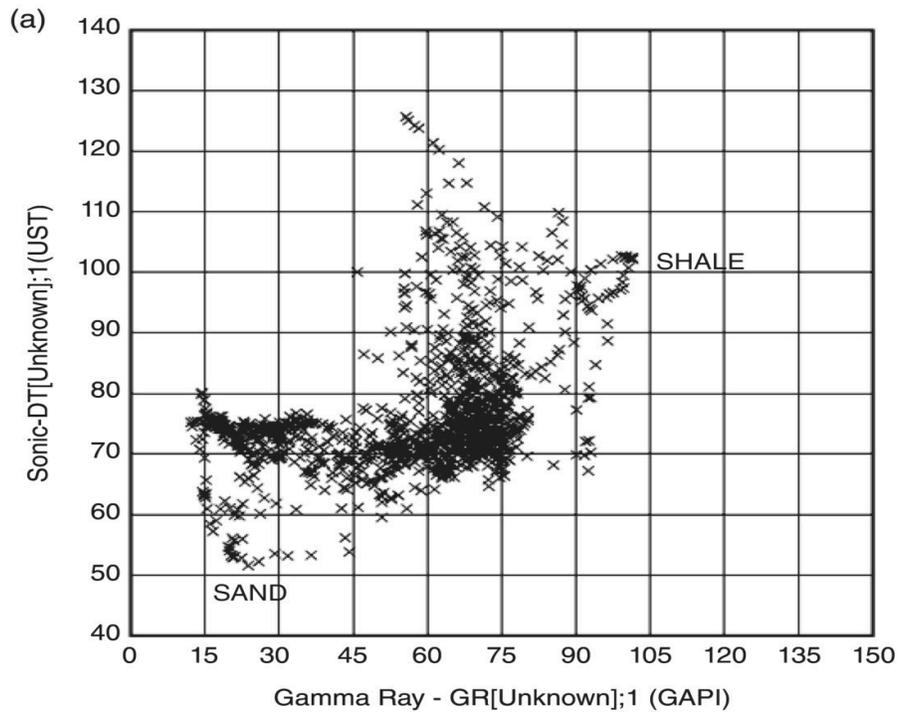


X mean = 22.870, Y mean = 2.370 N = 879

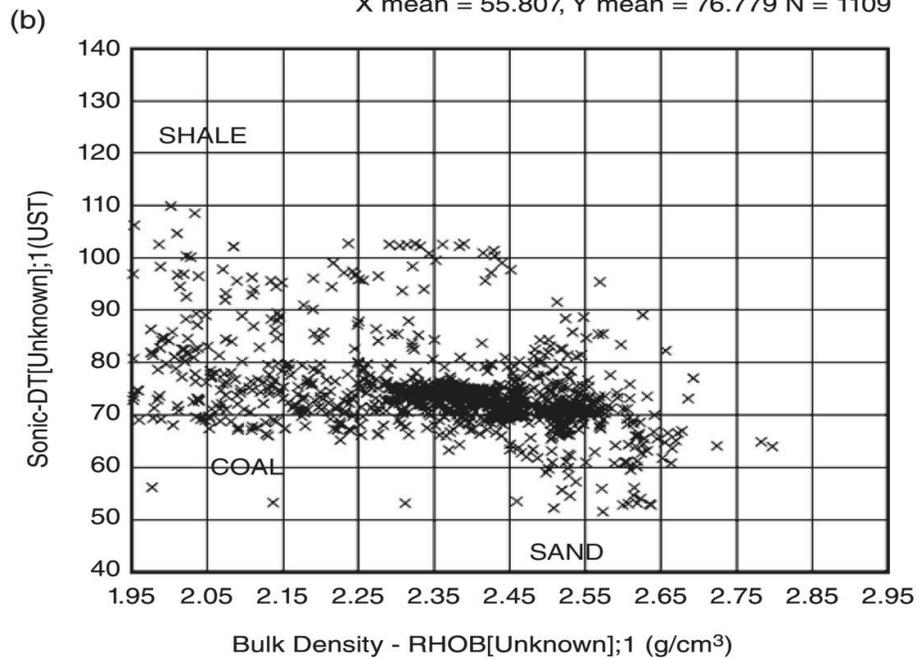
Gambar 5. 4 Contoh petak silang densitas neutron dan hamparan interpretasi untuk versi dan pemasok alat yang sesuai. Cross-plot digunakan untuk memperkirakan porositas untuk litologi tertentu.

Seringkali bermanfaat untuk memplot log lintas plot yang tidak memiliki hubungan intrinsik untuk mencoba membangun beberapa informasi yang berarti (Gambar 4.5). Pendekatan yang paling umum adalah memplot sinar gamma terhadap hampir semua properti log lainnya untuk menyelidiki apakah variasi kandungan shale/organik terkait dengan impedansi akustik dari log sonik atau porositas yang ditentukan oleh log neutron, misalnya. Serpih dengan kandungan organik tinggi cenderung bersifat akustik 'lebih lembut' dari serpih yang sebagian besar terdiri

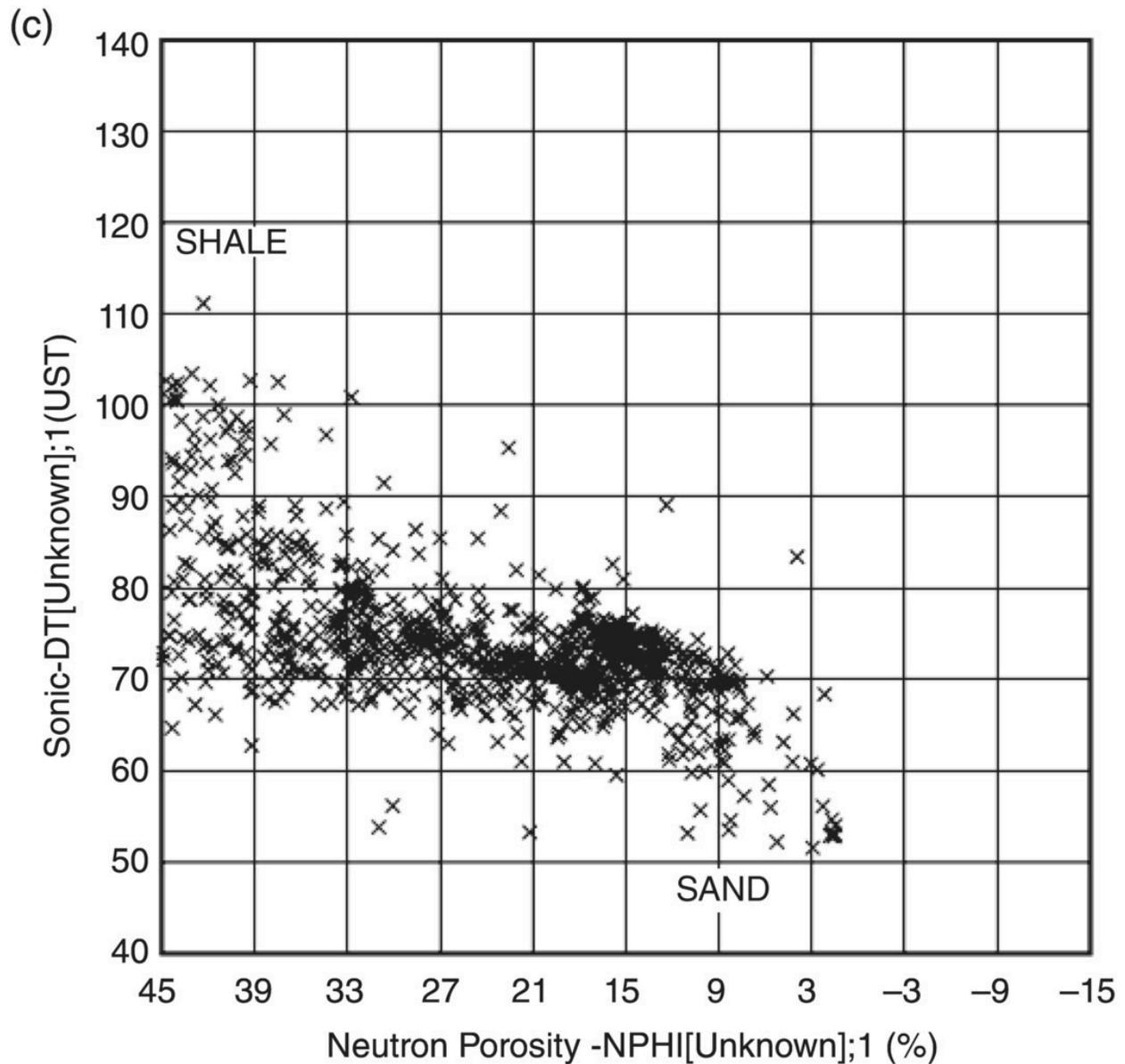
dari kuarsa dan lempung. Menyelidiki sifat-sifat yang tampaknya tidak berhubungan ini terkadang merupakan langkah pertama yang akhirnya menjadi eksperimen dalam statistik multivariat (Doveton, 1994).



X mean = 55.807, Y mean = 76.779 N = 1109



X mean = 2.358, Y mean = 74.467 N = 926



X mean = 23.937, Y mean = 74.002 N = 939

Gambar 5. 5 Contoh berbagai jenis plot sebar yang digunakan untuk menetapkan titik serpih yang relevan dan respons alat untuk litologi yang berbeda. (a) Sonic versus gamma ray scatter plot yang digunakan untuk memperkirakan respons sonik terhadap pasir dan serpih (b) Perbandingan respon pasir dan serpih terhadap kepadatan sonik dan curah; kehadiran batubara juga dipilih. (c) Plot hamburan sonik mentah terhadap porositas neutron digunakan untuk membandingkan variasi respon litologi.

Merencanakan jenis data yang sama dari sumber yang berbeda adalah metode kontrol kualitas standar dalam statistik bivariat. Sebuah plot pencar dari porositas inti dan log-derived harus memiliki hubungan garis lurus mendekati 1:1 jika pencocokan kedalaman dari dua set data telah

dilakukan dengan baik. Jika inti data porositas tidak terkoreksi overburden maka offset konstan dalam data 1-2 unit porositas diharapkan karena data log berada pada kondisi reservoir.

5.1.3 Interpretasi Litologi

Pendekatan sederhana untuk interpretasi litologi adalah dengan menerapkan metodologi komposisi berdasarkan log litologi utama: sinar gamma, sonik, densitas-neutron dan PEF. Pada tingkat paling dasar dalam urutan klastik kami mencoba untuk membangun 'batuan baik' dari 'batuan buruk', batupasir porositas tinggi dari batupasir atau serpih yang tersementasi dengan baik, dan juga litologi tertentu seperti batu bara, palaeosol dan pasir glaukonit. Setelah menetapkan sejumlah litofasies dari inti, masing-masing mungkin dengan sifat reservoir terkait, kami ingin mengkarakterisasi ini dalam bentuk log.

Misalnya, dalam lingkungan delta kita dapat mengenali litofasies dan tanggapan log yang sesuai yang ditunjukkan pada Tabel 5.1.

Tabel 5. 1 Nilai-nilai khas dari log determinan litologi utama.

Lithofacies	Gamma ray (API)	Bulk density (g/cm ³)	PEF(b/e)
Clean sandstone (channel)	<30	<2.35	<2
Shalysandstone(overbank)	30–70	<2.4	<2
Cemented sandstone (lag)	<20	>2.55	>2
Shale (floodplain)	>70	<2.45	>3
Coal (swamp)	<30	<2.0	<1

Dengan cara ini, setiap litofasia memiliki serangkaian respons log yang unik dan serangkaian persamaan sederhana dapat ditulis untuk mengidentifikasinya di dalam sumur. Dalam hal ini, interpretasi geologi yang unik juga telah ditetapkan.

Dalam lingkungan laut dangkal di mana urutannya akan didominasi pasir, mungkin perlu untuk menerapkan pendekatan yang sedikit lebih canggih untuk pengenalan litofasies menggunakan volume yang dinormalisasi dari indikator kualitas serpih dan reservoir seperti pemisahan densitas-neutron. Dalam hal ini, data pada Tabel 5.2 mungkin sesuai.

Tabel 5. 2 Rentang log diskriminan dari fasies laut dangkal.

Interpretedfacies	Volume of shale (V _{sh})	D–Nseparation(RQI)	PEF (b/e)
Beach/barrier	<0.1	>0.4	>5 (heavy minerals)
Upper shoreface	0.1–0.3	0.2–0.4	<2

Lower shoreface	0.3–0.6	0.1–0.2	<2
Offshore transition	>0.6	0–0.1	>2
Cemented nodules	0	Negative	>2

Pemisahan densitas-neutron (RQI) dihitung dengan menormalkan kedua log ke kisaran 0-1 dan mengurangi neutron yang dinormalisasi dari densitas yang dinormalisasi. Rentang ini untuk a reservoir laut dangkal tertentu dan tidak berlaku secara global, dan tidak boleh dianggap sebagai nilai default.

5.2 Evaluasi dari Porositi

Setelah menetapkan litologi dan membuat log masukan terkoreksi serpih dan hidrokarbon serta menentukan nilai matriks, serpih, dan fluida yang sesuai untuk setiap respons, dimungkinkan untuk melanjutkan ke langkah interpretasi berikutnya, yaitu evaluasi porositas. Ini didekati dengan cara yang hampir sama untuk masing-masing dari tiga alat logging utama, meskipun ada masalah khusus yang terkait dengan setiap interpretasi. Pada bagian berikut, log subskrip, ma dan fl masing-masing merujuk ke log input, nilai matriks, dan nilai fluid untuk setiap respons alat.

5.2.1 Sonic Porositi

Interval waktu transit batuan tergantung pada litologi dan porositasnya; oleh karena itu, nilai matriks dan waktu transit fluida harus diketahui untuk mendapatkan porositas yang sesuai. Karena tidak ada hubungan umum antara waktu tempuh sonik dan porositas, metode empiris harus digunakan. Ada dua metode utama untuk memperkirakan porositas dari log sonik: persamaan rata-rata waktu Wyllie dan persamaan Raymer-Hunt-Gardner. Persamaan rata-rata waktu Wyllie dalam hal kecepatan sonik adalah

$$\frac{1}{V} = \frac{\phi}{V_{fl}} + \frac{1-\phi}{V_{ma}}$$

Ini dapat ditulis ulang dalam hal waktu perjalanan sebagai

$$\phi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}$$

di mana t_{log} adalah kelambatan kompresi formasi yang diukur dengan alat sonik dan istilah lainnya mengacu pada sifat matriks dan fluida formasi. Persamaan rata-rata waktu Wyllie dapat diadaptasi untuk sedimen yang tidak terkonsolidasi dengan menambahkan faktor pemadatan empiris ($1/C_p$) yang diturunkan dari titik serpih untuk interval yang berdekatan:

$$\phi = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_{\text{fl}} - \Delta t_{\text{ma}}} \times \frac{1}{C_p}$$

Dimana

$$C_p = \frac{\Delta t_{\text{sh}} \times C}{100}$$

Konstanta C biasanya diambil sebagai 1 (Hilchie, 1978),

Persamaan rata-rata waktu Wyllie dikembangkan untuk digunakan pada batupasir yang terkonsolidasi dengan baik dan batugamping intergranular atau dolomit sukrosa. Dengan adanya vug atau rekahan, metode ini meremehkan porositas formasi; ini terjadi karena alat ini membaca porositas matriks daripada porositas total dari reservoir yang lebih kompleks ini, termasuk mikroporositas.

Pada batuan karbonat, alat sonik cenderung memberikan nilai porositas yang lebih rendah daripada alat densitas, yang mengukur porositas total termasuk pori-pori vuggy yang terisolasi. Dalam pasir yang mengandung gas, alat sonik akan cenderung melebih-lebihkan porositas dengan faktor 10-20% karena istilah kecepatan fluida tidak lengkap. Model Raymer–Hunt–Gardner dirancang untuk pasir yang terkonsolidasi dengan buruk:

$$\phi = K \times \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_{\log}}$$

di mana K adalah konstanta empiris dengan nilai biasanya antara 0,625 dan 0,7.

5.2.2 Densiti Porositi

Alat densitas dianggap oleh sebagian besar ahli petrofisika untuk memberikan perkiraan porositas paling akurat dari alat yang tersedia. Persamaan untuk menghitung porositas densitas menghubungkan nilai fluida dan matriks yang ditentukan sebelumnya:

$$\phi_{\text{den}} = \frac{\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{bulk}}}{\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{fl}}}$$

dimana bulk adalah densitas bulk formasi yang diukur dengan alat densitas; istilah lain mengacu pada istilah cairan dan matriks. Perhitungan paling kuat di mana kepadatan matriks stabil, menunjukkan satu litologi atau komposisi mineral. Namun, karena rentang nilai densitas matriks yang luas untuk litologi reservoir yang berbeda, penting untuk mendapatkan kalibrasi yang kuat dengan densitas butir untuk mencegah kesalahan merayap ke dalam estimasi. Masalah khas

dapat muncul di mana ada proporsi kecil tetapi signifikan dari mineral berat, biasanya pirit, didistribusikan melalui formasi: jika tidak diidentifikasi dengan benar, titik matriks yang lebih rendah dapat dipilih, menghasilkan porositas formasi yang lebih tinggi daripada yang sebenarnya. Dalam litologi kompleks seperti campuran batugamping dan interval anhidrit, penting untuk mengidentifikasi jenis dan distribusi anhidrit untuk mencapai hasil yang memuaskan.

Alat densitas umumnya memberikan nilai porositas yang akurat pada pasir yang mengandung minyak; karena kedalaman penyelidikan yang dangkal hanya membaca zona memerah dimana sebagian besar cairan akan menjadi filtrat lumpur. Namun, dengan adanya gas, hasilnya akan kurang akurat karena fluida lebih mobile dan cenderung memberikan pembacaan densitas curah yang lebih rendah.

5.2.3 Neutron Porositi

Porositas neutron dihitung langsung dari respons log, karena alat ini mengukur porositas berisi cairan; biasanya dikalibrasi dalam satuan porositas batugamping dan oleh karena itu harus dikoreksi untuk litologi yang sebenarnya. Hubungan antara laju jumlah neutron dan porositas dapat dinyatakan secara matematis sebagai:

$$\log_{10} \phi = aN + B$$

di mana a dan B adalah konstanta, N adalah laju hitungan dan adalah porositas sebenarnya. Konstanta a dan B bervariasi tergantung pada sifat formasi dan memerlukan kalibrasi; batugamping dan batupasir akan memiliki respon log yang berbeda meskipun porositasnya sama. Penting untuk mengetahui apakah alat telah dikalibrasi untuk matriks batu kapur atau batu pasir sebelum menerapkan teknik evaluasi apa pun.

Dengan adanya gas, porositas neutron yang diperkirakan akan lebih kecil dari porositas sebenarnya karena indeks hidrogen yang sangat rendah dari fluida pengisi pori. Koreksi dapat dilakukan, tetapi penggunaan terbaik dari log neutron dalam reservoir berisi gas adalah kualitatif. Volume air yang terperangkap di dalam serpih menyebabkan nilai porositas yang lebih tinggi dari yang diharapkan mempengaruhi log neutron; perdebatan tentang porositas total dan sistem porositas efektif sebagian merupakan fungsi dari fitur alat neutron ini.

Alat neutron umumnya digunakan bersama dengan alat porositas lainnya untuk menghitung porositas cross-plot dan litologi terkait. Dalam kasus yang paling umum, respon neutron dan log densitas diplot pada sumbu x dan y dari grafik, masing-masing, dan overlay mewakili tiga litologi berpori yang berbeda, batu pasir, batu kapur dan dolomit; setiap baris lurus dalam unit porositas. Dengan memplot setiap respon paha, litologi dan porositas yang dominan diperkirakan di mana mereka bersilangan; ini tidak perlu menjadi solusi yang unik jika litologinya kompleks.

Teknik yang umum digunakan untuk mengidentifikasi pasir berisi air berkualitas reservoir adalah pemisahan antara densitas dan log neutron saat ditampilkan berdampingan; semakin besar pemisahan, semakin baik kualitas reservoir. Ini terutama benar ketika log diskalakan untuk

menekankan efeknya; namun, sekali lagi, penting untuk mengetahui kalibrasi matriks alat mana yang telah diterapkan.

5.2.4 Pemilihan Porositas Reservoir

Ada tiga tahapan dalam pemilihan porositas reservoir yang optimum:

- perbandingan data core dan log porosity
- perbandingan hasil porositas
- log-derived yang berbeda penetapan porositas akhir pada basis tingkat-demi-tingkat.

Perbandingan data porositas inti dan log paling baik dilakukan dengan menggunakan plot histogram sederhana dari sebaran masing-masing porositas yang akan dibandingkan. Periksa batas atas porositas untuk setiap zona interpretasi dan atur ini menjadi batas maksimum yang diizinkan untuk zona tersebut. Bandingkan histogram inti dengan porositas log dan pastikan statistik deskriptif (rata-rata, simpangan baku, dll.) sebanding, lalu pilih porositas log yang paling mewakili inti data di setiap zona. Penting untuk memastikan bahwa perbandingan terjadi di mana kondisi lubang bor optimal dan rugositas diminimalkan.

Setelah mengidentifikasi porositas log mana yang memberikan kesesuaian terbaik dengan data inti di mana kondisi lubang bor baik, perlu untuk membandingkan porositas yang dihitung dari setiap pahat di mana kondisi lubangnya buruk; alat densitas dan neutron berkinerja buruk di bagian yang dicuci dengan buruk.

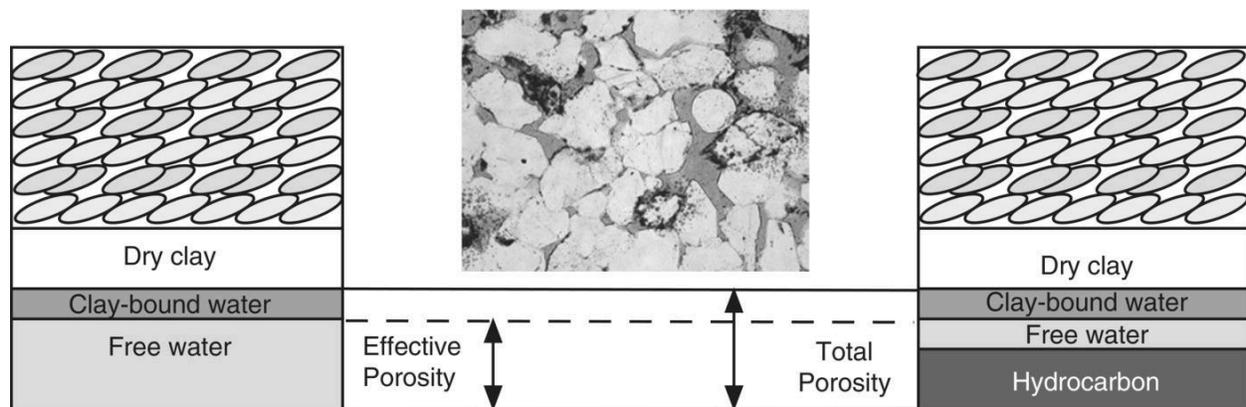
Log sonik kurang terpengaruh oleh kondisi lubang bor tetapi keterbatasan persamaan rata-rata waktu dan kurangnya koreksi pepadatan mungkin memiliki efek negatif yang lebih besar daripada kondisi lubang bor. Diakui bahwa washout cenderung menghasilkan perkiraan porositas yang terlalu tinggi; oleh karena itu, adalah praktik yang baik untuk memilih porositas terhitung terendah dalam interval ini.

Masalah lubang bor lainnya yang harus diperhatikan adalah tool sticking yang ditunjukkan oleh kurva tegangan. Sticking pahat cenderung mempengaruhi neutron dan log densitas paling banyak karena konstruksi pahat (perangkat bantalan dan kaliper) dan menghasilkan nilai porositas yang dihitung lebih rendah. Direkomendasikan bahwa porositas sonik digunakan di mana alat lengket dikenali.

Penetapan nilai porositas akhir mensyaratkan bahwa porositas definitif yang dihitung dari setiap bagian lubang digabung menjadi kurva optimal: porositas log yang paling dekat dibandingkan dengan data inti dengan porositas minimum di mana lubang bor dicuci dan sonik di mana alat terlihat menempel. Hasilnya juga harus dipotong jika melebihi zona maksimum yang ditentukan sebelumnya. Dalam sumur dengan litologi lain seperti batu bara atau gunung berapi di mana evaluasi porositas standar tidak berlaku, hasil perhitungan harus ditetapkan ke nol atau nilai nol.

5.2.5 Sistem total dan efektif

Apakah porositas yang ditentukan harus mewakili porositas total atau porositas efektif telah dibahas panjang dan keras selama beberapa dekade dan terus menjadi bahan perdebatan di kalangan petrofisika. Porositas total adalah yang umumnya diukur dari analisis teras dan harus mewakili porositas maksimum yang dihitung dengan metode lain; porositas efektif mengurangi volume yang diisi oleh air yang terikat tanah liat dan air yang tidak dapat direduksi dan oleh karena itu selalu kurang dari atau sama dengan total porositas tergantung pada volume serpih (Gambar 5.6). Dalam model yang disajikan, porositas yang diukur dengan log neutron mencakup volume mineral lempung yang mengandung hidrogen sebagai bagian dari struktur kristal, bukan air.



Gambar 5. 6 Analisis log memberikan porositas total termasuk yang terkait dengan air yang terikat tanah liat. Analisis inti juga dapat memberikan porositas total tergantung pada metode pembersihan dan pengeringan yang diterapkan. Untuk perhitungan volumetrik kita membutuhkan sifat yang efektif

Perusahaan operasi yang berbeda memiliki metode interpretasi yang mereka sukai dan biasanya akan tetap dengan satu sistem atau lainnya. Adalah penting bahwa pada awal proyek, pendekatan disetujui dan prosedur interpretasi selanjutnya mengikuti satu sistem atau lainnya. Sebagian besar paket perangkat lunak analisis log memiliki kemampuan untuk menghitung porositas dan saturasi air di kedua sistem. Semakin, karena kemudahan dan kecepatan sistem komputasi modern, porositas total dan efektif akan dihitung. Dalam model reservoir 3D, porositas efektif yang terkoreksi overburden harus disebarakan melalui sel.

5.3 Evaluasi dari Resistiviti Air

Estimasi resistivitas air formasi, R_w , diperlukan untuk perhitungan saturasi air, S_w . Jika sampel air yang tidak terkontaminasi dapat diperoleh dari sumur melalui uji batang bor atau uji pembentukan kabel, ini adalah metode yang paling dapat diandalkan untuk menentukan R_w .

Namun, sampel tunggal jarang cukup untuk mengkarakterisasi air formasi di seluruh lapangan karena variasi geografis dan vertikal dapat diharapkan. Sadarilah bahwa salinitas formasi di akuifer mungkin berbeda dengan reservoir yang mengandung hidrokarbon karena riwayat pengisian hidrokarbon dari perangkap.

Estimasi R_w yang diturunkan dari log sering digunakan untuk memperluas kumpulan data atau untuk mencari variasi yang ditandai. Proses evaluasi cenderung berulang karena semakin banyak data dikumpulkan, evaluasi yang lebih baik dikembangkan. R_w bergantung pada dua variabel terkait, suhu dan salinitas: karena sifat-sifat ini bervariasi di reservoir, demikian juga R_w . Ada sejumlah metode yang dapat digunakan untuk menentukan R_w dan ini harus dibandingkan untuk menemukan yang paling konsisten untuk bidang atau zona tertentu.

5.3.1 Metode SP

Metode potensial spontan (SP) dapat digunakan untuk menentukan R_w di mana ada kuatkontras salinitas antara filtrat lumpur dan air formasi, pada batupasir yang tebal dan bersih dengan paket serpih yang terdefinisi dengan baik. Idealnya, metode ini harus diterapkan di pasir di bawah kontak minyak-air dan hanya akan bekerja di mana cairan pengeboran berbasis air telah digunakan. Jika kurva SP mentah tidak memiliki fitur, maka satu atau lebih dari kondisi ini telah dilanggar.

Langkah pertama dalam metode ini adalah memeriksa kurva untuk setiap pergeseran garis dasar selama interval evaluasi; mencari variasi sistematis dalam respons pahat dalam paket serpih tebal. Jika tidak ada pergeseran yang dapat diamati pada garis dasar maka interval dapat diperlakukan sebagai satu interval interpretasi, jika tidak, zona keteguhan perlu diidentifikasi dan diperlakukan secara terpisah. Log SP yang diskalakan harus dibuat pada setiap interval interpretasi dengan menetapkan baseline shale ke nol dan menambahkan atau mengurangi respons ini dari kurva mentah. Setelah dibuat, log yang diskalakan akan menangani masalah pergeseran garis dasar dan semua interval dapat diperlakukan sebagai satu; ini juga dikenal sebagai potensi diri statis (SSP).

Informasi lain yang diperlukan untuk evaluasi adalah temperatur formasi dan resistivitas lumpur pemboran (R_m) dan filtrat lumpur (R_{mf}), yang dapat diperoleh dari log header. Nilai resistivitas dikoreksi ke suhu lubang dasar yang relevan (BHT dalam °F) pada tingkat demi tingkat dan digunakan untuk menentukan resistivitas air formasi yang setara, R_{we} dari persamaan

$$R_{we} = R_{mf} \times 10^{SP(61+0.133BHT)}$$

Nilai R_{we} kemudian dikoreksi untuk variasi salinitas dan suhu formasi. Sebagian besar alat perangkat lunak analisis log akan memiliki metodologi ini di dalam alur kerjanya, jadi terserah penerjemah untuk memastikan bahwa data input divalidasi dan hasilnya bermakna dalam konteks deskripsi reservoir. Proses ini harus diulang untuk semua sumur yang dibor dengan

lumpur berbasis air dan hasilnya dibandingkan dalam upaya untuk mengidentifikasi nilai luas lapangan.

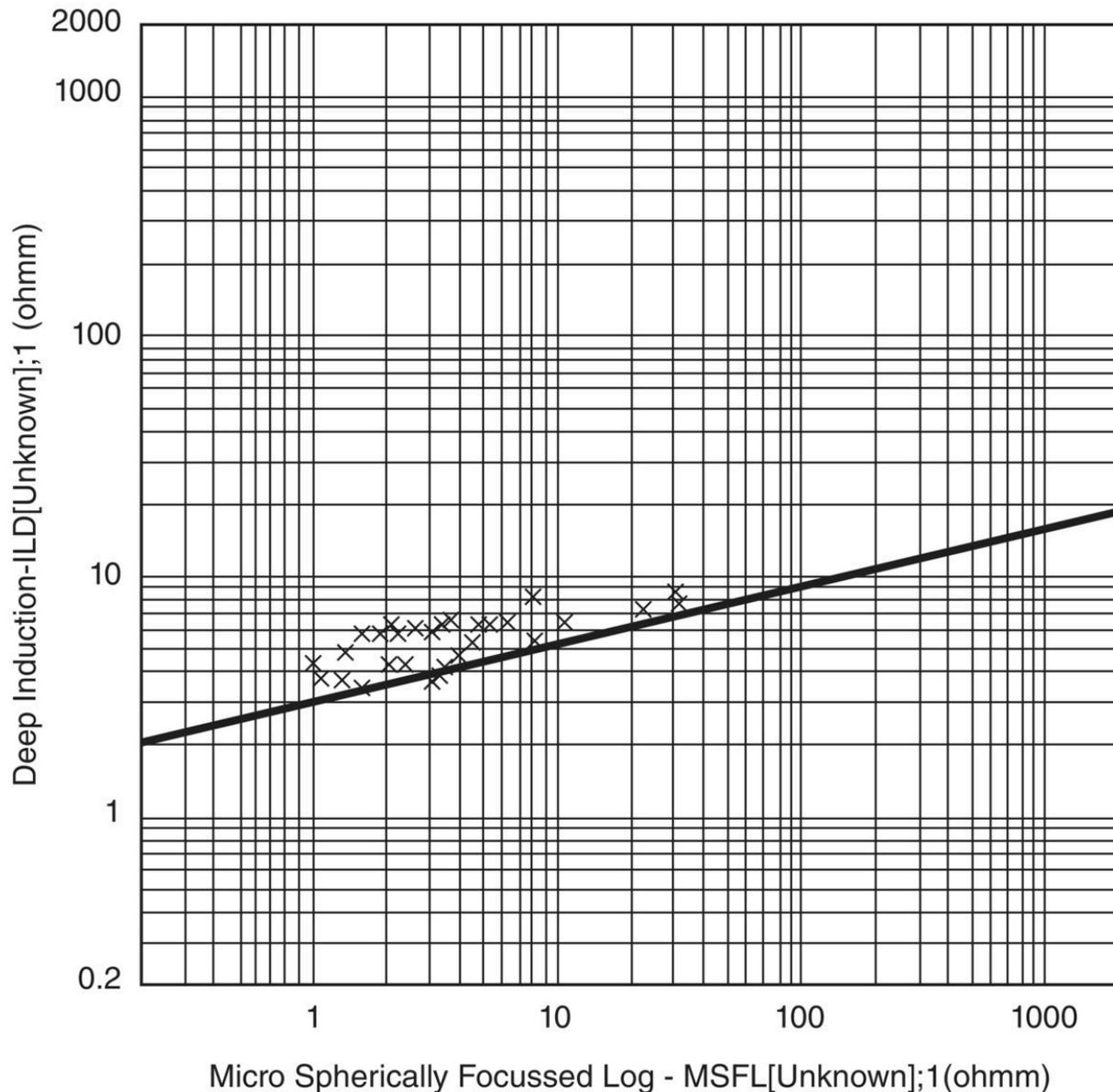
5.3.2 Metode Cross Plot Resistiviti

Prosedur ini berlaku di sumur yang dibor dengan lumpur berbasis air dan di mana ada zona air yang dapat diidentifikasi. Metode ini didasarkan pada definisi Archie dari faktor formasi, F , yang dapat ditulis sebagai:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{R_{xo}}{R_{mf}}$$

dimana R_o adalah resistivitas batuan yang jenuh penuh dengan air formasi, R_{xo} adalah resistivitas batuan yang jenuh penuh dengan filtrat lumpur dan R_{mf} adalah resistivitas filtrat lumpur. Plot silang linier R_o (resistivitas dalam) terhadap R_{xo} (resistivitas terfokus mikrosfer) untuk batuan jenuh air bersih akan menghasilkan garis dengan kemiringan gradien R_{mf}/R_w , dari mana R_w dapat dihitung ketika R_{mf} diketahui (Gambar 5.7). Tantangan dengan metode ini adalah menemukan interval bebas hidrokarbon untuk digunakan, karena setiap minyak yang terperangkap akan memiliki efek peningkatan

R_o relatif terhadap R_{xo} , yaitu titik-titik yang seharusnya berada di garis air digeser ke bawah dan ke kanan plot. Dalam hal ini, pemasangan garis dicapai dengan menggunakan titik-titik di kuadran yang berlawanan dan menggambar garis melalui titik asal. Bila ada sejumlah titik yang terbatas, dimungkinkan untuk melonggarkan batas V_{sh} dalam upaya untuk memasukkan lebih banyak data; namun, baik karena filtrat lumpur atau air formasi cenderung relatif segar (<20.000 ppm NaCl), hal ini jarang membuat perbedaan yang besar. Setelah menggambar garis dan menentukan gradien, selidiki distribusi titik-titik yang layak; jika ini berasal dari interval yang sama di dalam sumur, catat kedalamannya dan ubah nilai R_{mf} dari header log ke nilai yang sesuai dengan suhu pada kedalaman itu. Hitung R_w dari nilai R_{mf} dan gradien ini; R_w kemudian akan dikoreksi untuk suhu yang relevan. Dimana titik-titik yang valid tersebar melalui interval yang lebih besar, ambil titik tengah untuk menghitung R_{mf} terkoreksi suhu.



Gambar 5. 7 Contoh cross-plot alat pembacaan resistivitas dalam dan dangkal yang digunakan untuk menentukan resistivitas air formasi ketika resistivitas filtrat lumpur diketahui. Kemiringan garis memberikan R_w .

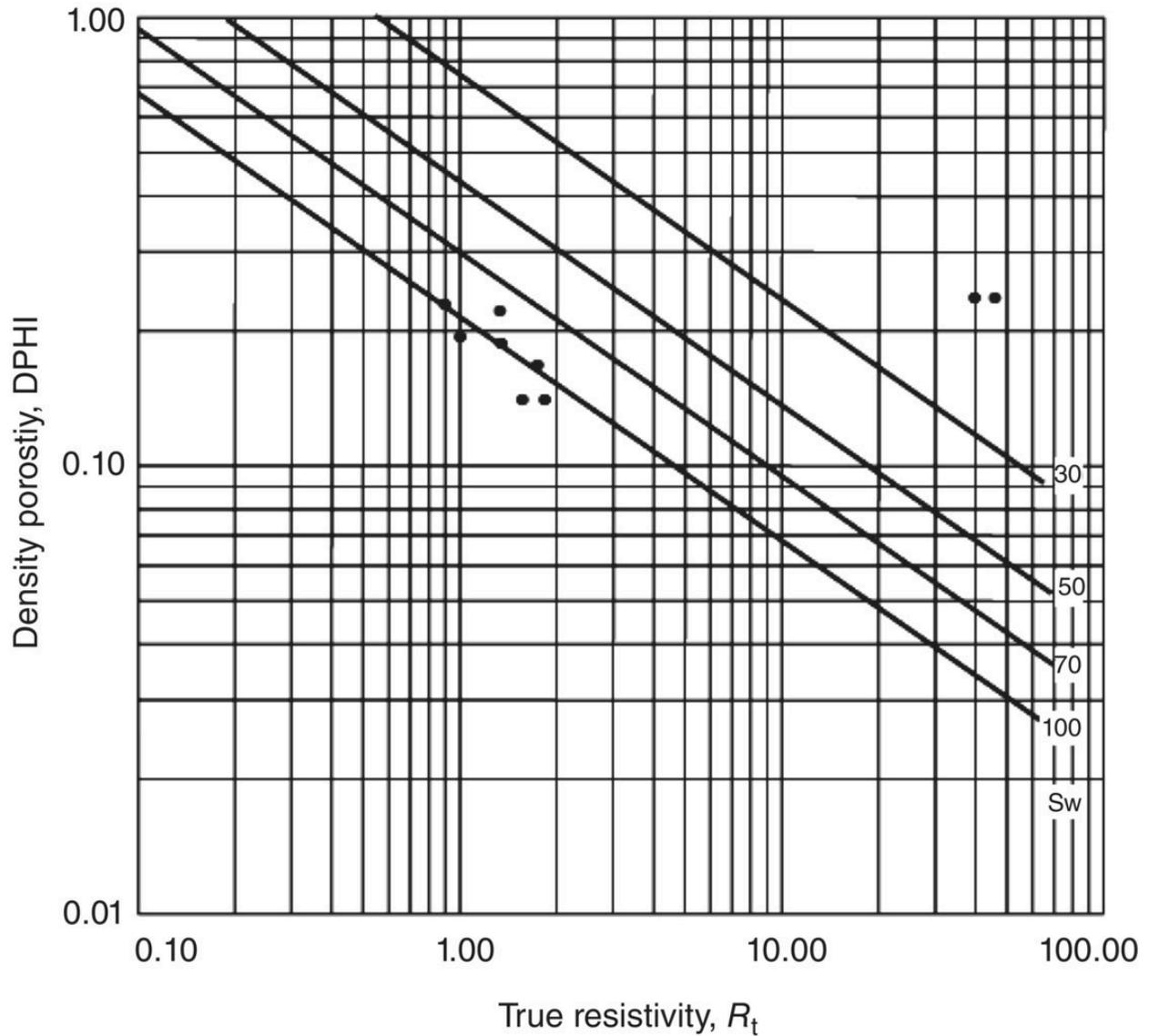
Prosedur yang sama harus diterapkan pada semua sumur yang dibor dengan lumpur berbahan dasar air dan ditebang dengan alat resistivitas fokus mikrosfer. Estimasi individu dari R_w harus dikoreksi ke nilai kedalaman/suhu yang sama untuk digunakan dalam solusi luas lapangan. Metode ini dapat menghasilkan hasil yang sangat bervariasi dan ambigu dan harus digunakan dengan hati-hati; namun, hasilnya harus dibandingkan dengan solusi lain untuk konsistensi.

5.3.3 Picket Plot

Plot Pickett adalah metode penentuan R_w yang paling umum digunakan tanpa adanya sampel air formasi. Metode ini dapat diterapkan terlepas dari jenis lumpur pengeboran, asalkan ada interval pasir bersih yang mengandung air; itu tidak dapat diterapkan, bagaimanapun, sampai porositas telah ditentukan. Metode Pickett hanya menggunakan versi logaritmik dari persamaan Archie:

$$\log R_o = \log(aR_w) - m \log \phi$$

di mana a dan m masing-masing adalah koefisien Archie dan eksponen porositas. Plot silang bi-logaritmik dari R_o dan harus menghasilkan garis dengan kemiringan $-1/m$; inilah yang disebut 'garis air'. Dalam kasus porositas nol ($\phi = 0$), R_o sama dengan aR_w , memungkinkan R_w ditentukan dari perpotongan garis lurus dengan garis sama dengan $1 = a$. Seperti metode sebelumnya, setiap hidrokarbon dalam interval akan memiliki efek meningkatkan R_o dan menggeser titik ke kanan garis, sehingga garis air biasanya diposisikan ke tepi kiri klaster data (Gambar 5.8). Hasilnya harus dikoreksi suhu untuk mendapatkan nilai R_w yang dapat digunakan dalam analisis luas lapangan berikutnya.



Gambar 5. 8 Contoh plot Pickett yang digunakan untuk menentukan nilai resistivitas air formasi ketika parameter Archie a , m dan n diketahui.

Plot Pickett dapat digunakan dalam beberapa cara, tetapi untuk menentukan R_w perlu memiliki nilai a dan m yang kuat dari analisis inti. Jika sampel air yang andal telah dikumpulkan, plot dapat digunakan untuk menentukan a dan m dari porositas yang diturunkan dari log. Sebagian besar paket perangkat lunak analisis log memiliki rutinitas plot Pickett bawaan.

5.3.4 Metode R_w Apparent (R_{wa})

Seperti metode sebelumnya, prosedur ini bergantung pada bentuk lain dari persamaan Archie yang diterapkan pada batu pasir yang mengandung air bersih:

$$R_w = \frac{R_o}{F}$$

yang dengan demikian menjadi

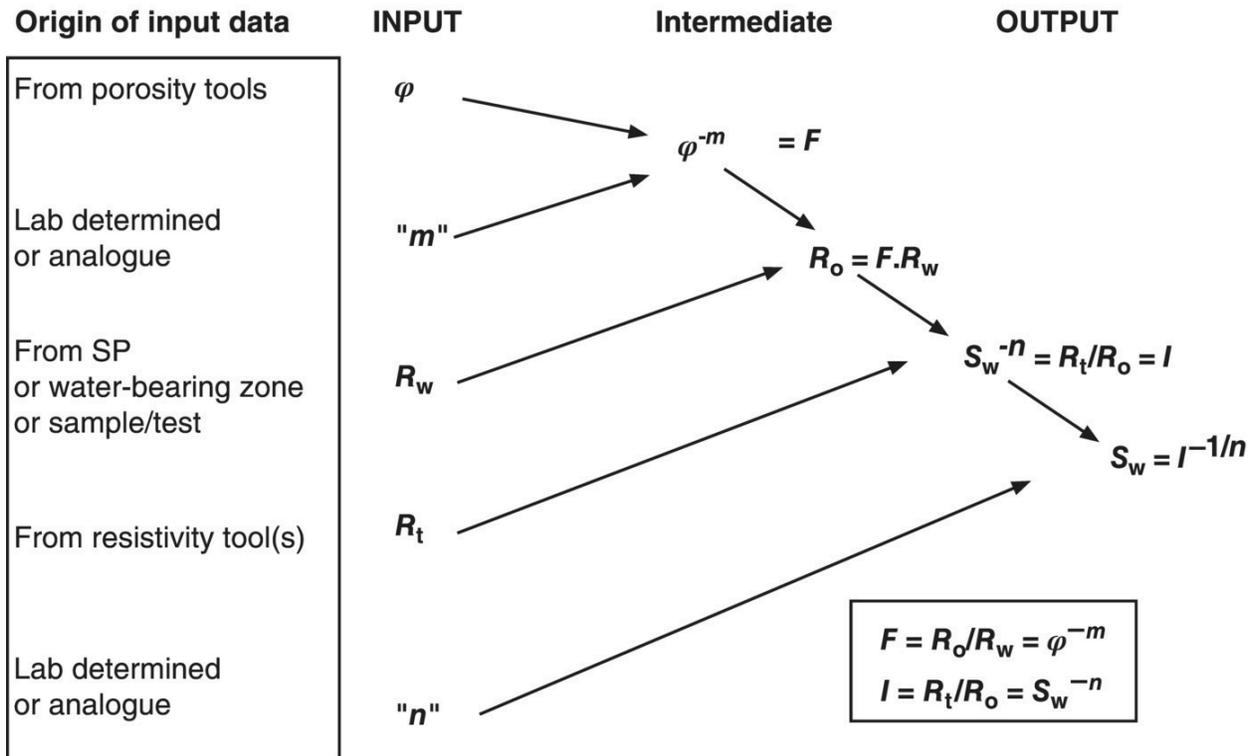
$$R_{wa} = \frac{R_t \times \phi^m}{a}$$

karena R_o akan menjadi bantalan air. Dalam pasir yang mengandung hidrokarbon, nilai R_o akan lebih besar untuk faktor formasi tertentu, sehingga R_w yang dihitung akan ditaksir terlalu tinggi dan disebut resistivitas air formasi semu, R_{wa} . Jika perhitungan ini dilakukan pada interval yang mengandung hidrokarbon serta batupasir jenuh air penuh, maka nilai minimum R_{wa} setara dengan R_w . Biasanya dimungkinkan untuk mengoreksi estimasi batupasir yang mengandung lempung, dengan memperkenalkan istilah untuk R_{sh} . Adalah penting bahwa eksponen Archie a , m dan n telah diukur secara akurat di laboratorium menggunakan air garam yang cukup asin sehingga setiap efek serpih dinegasikan; jika ada keraguan, gunakan nilai default. Pemilihan nilai yang berarti untuk $R_{wa} = R_w$ sebagian besar subjektif dan tergantung pada banyak artefak eksternal, termasuk salinitas variabel, suhu dan estimasi di batuan porositas rendah.

5.4 Estimasi dari Saturasi Air

Menentukan saturasi air seringkali merupakan langkah terakhir dalam latihan analisis log (Gambar 5.9). Namun, penting juga untuk mengetahui apakah reservoir mengandung hidrokarbon yang dapat dipindahkan dan apakah dapat diproduksi tanpa air. Ada dua kasus yang perlu dipertimbangkan, yaitu pasir yang bersih dan bebas lempung dan pasir yang kaya akan lempung: kita telah membahas penentuan kandungan serpih atau lempung. Seringkali bijaksana untuk mengasumsikan bahwa reservoir mengandung lempung dan serpih, karena dalam kasus yang jarang terjadi di mana algoritme tidak default ke kotak pasir bersih dan persamaan Archie yang sederhana sudah cukup.

Calculation of Water Saturation



Gambar 5. 9 Diagram proses yang digunakan untuk menghitung saturasi air menggunakan persamaan Archie untuk pasir bersih.

5.4.1 Clean Sand

Saturasi air pasir bersih dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan Archie gabungan:

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{R_t \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

dimana a adalah koefisien porositas Archie, m adalah eksponen sementasi dan n adalah eksponen saturasi; ketiga nilai tersebut harus ditentukan dari analisis inti. R_w adalah resistivitas air formasi yang ditentukan dari sampel air yang tidak terkontaminasi, R_t adalah respons dari alat resistivitas investigasi dalam yang dikoreksi dengan tepat untuk lingkungan lubang bor dan adalah porositas akhir yang ditentukan sebelumnya. Semua paket analisis log akan memiliki perhitungan dasar ini di dalam alur kerja.

Dengan mengganti R_{mf} untuk R_w dan R_{xo} untuk R_t , adalah mungkin untuk memperkirakan saturasi air di zona merah, S_{xo} . Dengan membandingkan S_w dengan S_{xo} , dimungkinkan untuk menentukan apakah hidrokarbon dapat dipindahkan; jika $S_{xo} = S_w$ maka tidak ada fluida yang dipindahkan dan formasinya baik

ketat atau dicolokkan dengan denda. Rasio S_w/S_{xo} dikenal sebagai indeks hidrokarbon bergerak (MHI). Perpanjangan lebih lanjut dari prosedur ini memungkinkan penafsir untuk menentukan S_w tanpa perlu porositas atau a dan m ; ini dikenal sebagai metode rasio.

5.4.2 Shaly Sand

Persamaan Archie mengandaikan bahwa kerangka batuan tidak konduktif secara elektrik, dengan kata lain, merupakan isolator yang sempurna. Pada kenyataannya, keberadaan mineral lempung yang umum di mana-mana dalam batupasir menambahkan elemen konduktif yang menyebabkan persamaan Archie melebih-lebihkan saturasi air. Seperti yang telah dibahas sebelumnya, ada dua jenis 'pasir serpih', yaitu dengan lapisan serpih detrital, klastik atau butiran yang terdispersi oleh bioturbasi dan pasir yang mengandung lempung autigenik sebagai hasil diagenesis. Dampak komersial dari menemukan solusi universal untuk persamaan resistivitas telah membuat ahli petrofisika industri terlibat selama sebagian besar 40 tahun terakhir. Persamaan pasir serpih umum berbentuk:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{FR_w} + X$$

di mana X adalah konduktivitas komponen serpih. Worthington (1985) mengelompokkan berbagai solusi ini ke dalam dua keluarga: solusi yang menganggap serpih sebagai komponen konduktif homogen di mana persamaannya bergantung pada perkiraan V_{sh} yang akurat, dan solusi yang memandang lempung sebagai lapisan ionik konduktif terpisah di sekitar butiran pasir; sebenarnya, konduktivitas komponen lempung merupakan fungsi dari kapasitas tukar kation (KTK) dari berbagai jenis lempung yang ada. Pada akhirnya, semua persamaan ini default ke persamaan Archie tanpa adanya tanah liat atau adanya air asin salin tinggi.

Persamaan Simandoux (Simandoux, 1963) mungkin yang paling terkenal dari solusi V_{sh} ; modifikasi dalam perhitungan X di mana $(1 - V_{sh})$ digunakan.

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{FR_w} + \frac{\epsilon V_{sh}}{R_{sh}}$$

dimana bervariasi dengan S_w sehingga jika $= 1$ maka $S_w = 1$, dan jika < 1 maka $S_w < 1$. Persamaan pasir serpih 'klasik' terkadang memberikan estimasi saturasi air yang tidak dapat diandalkan. Kelemahan intrinsik termasuk penggunaan resistivitas serpih dari interbeds serpih, di mana spesies mineral lempung dan morfologi mungkin berbeda secara drastis dari yang ada di zona

reservoir berpori dan indikator serpih yang memperkirakan volume daripada luas permukaan aktif.

Waxman dan Smits (1968) memberikan contoh tipe kedua dari larutan pasir shaly; ini memerlukan perkiraan konsentrasi pertukaran kation dan saturasi air di samping nilai kedalaman, volume serpih, porositas dan resistivitas. Evaluasi pasir serpih yang realistis tergantung pada pengetahuan tentang spesies mineral lempung, luas permukaan dan kapasitas pertukaran kation. Sebagian besar data masukan ini ditentukan di laboratorium dan memerlukan data inti.

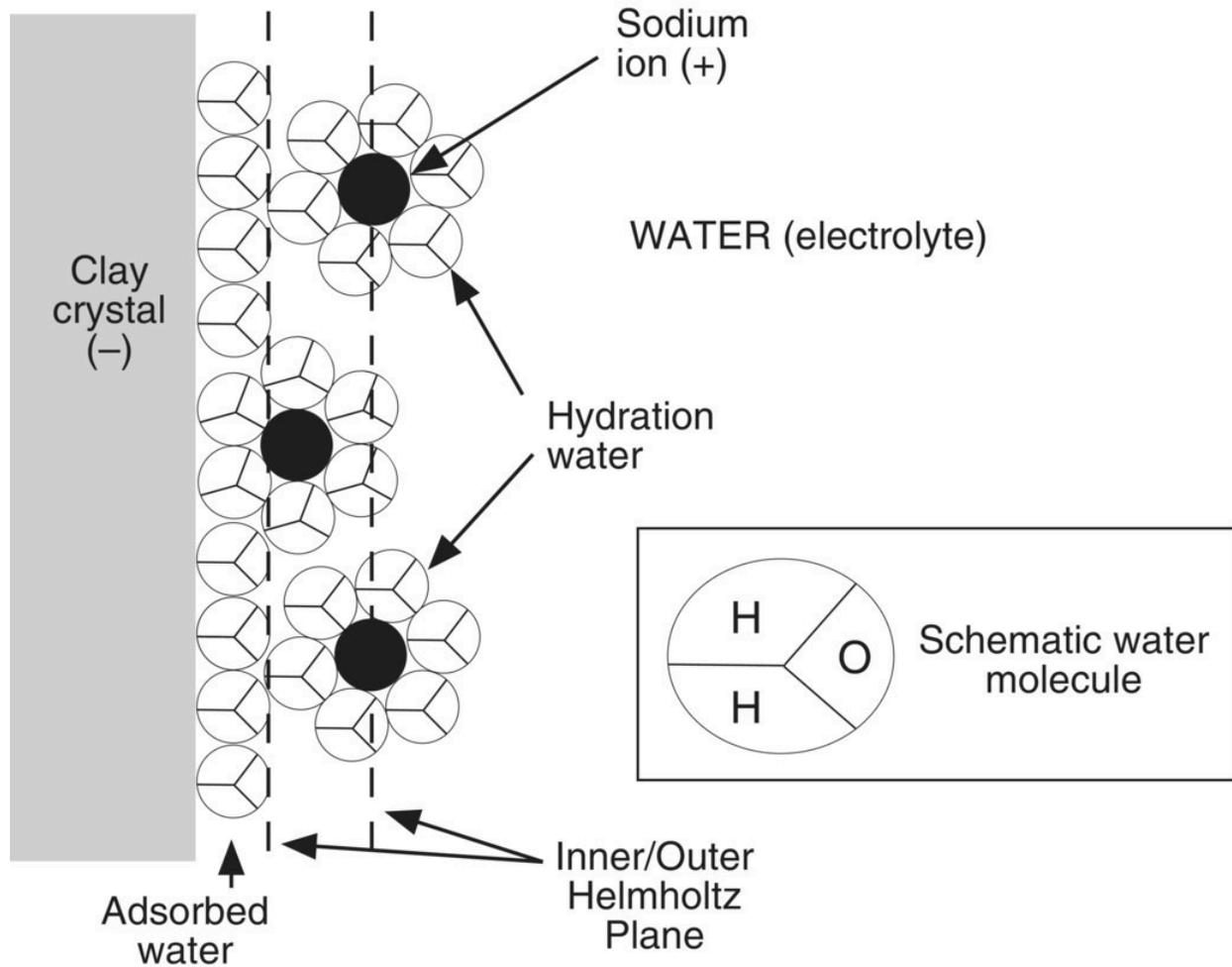
Persamaan dasar untuk model Waxman-Smits adalah

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F^* R_w} + \frac{B Q_v S_w}{F^*}$$

di mana B adalah aktivitas counter-ion spesifik dan dihitung oleh Waxman dan Smits (1968) menggunakan

$$Q_1 = \frac{-1.28 + 0.225 \times ZT - 0.0004059 \times ZT \times ZT}{1 + R_w^{1.23} \times (0.045 \times ZT - 0.27)}$$

di mana ZT adalah koreksi gradien suhu. Qv adalah konsentrasi penukar kation yang ditentukan dari percobaan laboratorium. Kelemahan dalam pendekatan Waxman-Smits menyebabkan pengembangan model air ganda (Clavier et al., 1977) yang mempertimbangkan dua jenis air dalam formasi shaly: air terikat dan air bebas (Gambar 5.10). Air terikat melekat pada permukaan serpih sebagai lapisan tipis dan tidak dapat diproduksi. Air bebas adalah semua air lainnya termasuk air yang tidak dapat direduksi: tidak semua air 'bebas' dapat diproduksi. Porositas total sama dengan air terikat dan air bebas ditambah hidrokarbon.



Gambar 5. 10 Model air terikat lempung dan distribusi kation yang dapat dipertukarkan pada permukaan lempung; semakin besar jumlah kation yang dapat ditukar, semakin besar KTK dan semakin besar konduktansi permukaan lempung.

Konsep di balik model ini adalah bahwa konsentrasi ion bermuatan dalam air yang terikat pada permukaan serpih sangat berbeda dari air bebas. Akibatnya, konduktivitas air terikat berbeda. Hal ini terjadi karena luas permukaan besar muatan negatif yang disajikan oleh permukaan serpih menarik ujung positif dari molekul air dipolar. Ini membuat ujung negatif molekul air tidak berpasangan: anion tertarik padanya. Jadi permukaan luar dari lapisan air yang terikat cenderung kaya akan ion natrium, anion, dibandingkan ion klorida, kation. Model ini menggunakan persamaan berikut:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F^* R_w} + \frac{(C_{bw} - C_w) V_Q Q_v S_w}{F_o}$$

Analisis pasir serpih merupakan proses interpretasi yang kompleks dan menantang. Penting untuk mengetahui banyak sifat-sifat shale intrinsik yang berbeda dari reservoir, sifat-sifat yang sulit untuk

ditentukan dan karena itu jarang dikumpulkan secara rutin. Dengan demikian, penafsir direduksi menjadi membuat asumsi yang seringkali tidak berdasar. 'Aturan praktis' yang mengalir dapat membantu meningkatkan interpretasi:

- Menggunakan serpih yang berdekatan untuk menentukan nilai Rsh mungkin tidak selalu tepat; tanyakan kepada ahli geologi untuk alternatif atau gunakan persamaan yang tidak memerlukan nilai Rsh.
- Kaolinit dan klorit cenderung memiliki nilai KTK yang sangat rendah, sedangkan illit dan smektit memiliki nilai KTK yang tinggi.
- Dimana salinitas air formasi lebih besar dari sekitar 20.000 ppm NaCl, efek dari lempung autigenik terbatas, meskipun dampak volume serpih detrital harus dipertimbangkan.

5.5 Kesimpulan

Estimasi porositas dan saturasi air adalah produk akhir dari studi petrofisika dan pentingnya hasil estimasi volumetrik tidak dapat cukup ditekankan. Ketidakpastian dalam setiap pengukuran dan skala yang berbeda di mana mereka diterapkan harus selalu dipertimbangkan saat membuat perhitungan. Kadang-kadang mungkin cukup untuk mengatakan bahwa porositas efektif dapat bervariasi dengan 2 unit porositas. tentang rata-rata zona, tetapi apa yang diwakili oleh rata-rata zona?

Daftar Pustaka

Asquith, G.B. and Krygowski, D. (2004) Basic Well Log Analysis. Methods in Exploration No.16 Tulsa, O.K.: American Association of Petroleum Geologists.

Bacon, M., Simm, R. and Redshaw, T. (2003) 3-D Seismic Interpretation. Cambridge: Cambridge University Press.

Bastin, J.C., Boycott-Brown, T., Sims, A. and Woodhouse, R. (2003) The South Morecambe Gas Field, Blocks 110/2a, 110/3a, 110/7a and 110/8a, East Irish Sea. In: United Kingdom Oil and Gas Fields, Commemorative Millennium Volume (ed. Gluyas, J.G. and Hitchens, H.M.). Geological Society Memoir No. 20. London: Geological Society, pp. 107–18.

Bear, J. (1972) Dynamics of Fluids in Porous Media. New York: American Elsevier.

Cannon, S.J.C. (1994) Integrated facies description. *DiaLog*, 2(3):4–5 (reprinted in *Advances in Petrophysics – 5 Years of DiaLog 1993–1997*. London: Petrophysical Society, 1999, pp. 7–9).

Clavier, C., Coates, G. and Dumanoir, J. (1977) The theoretical and experimental basis for the 'dual water' model for the interpretation of shaly sands. 52nd Annual Conference, SPE of AIME. Society of Petroleum Engineers Paper SPE 6859.

Coates, G. and Dumanoir, J.L. (1973) A new approach to improve log-derived permeability. In *Transactions of the Society of Professional Well Log Analysts 14th Annual Logging Symposium*, Paper R.

Corbett, P.W.M. and Potter, D.K. (2004) Petrotyping: a basemap and atlas for navigating through permeability and porosity data for reservoir comparison and permeability prediction. Presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts, Abu Dhabi, SCA Papers 2004-30.

Cuddy, S.G., Allinson, G. and Steele, R. (1993) A simple convincing model for calculating water saturations in southern North Sea gas fields. In: *Transactions of the Society of Professional Well Log Analysts 34th Annual Logging Symposium*, Calgary, Alberta, Canada, pp. H1–H17.

Doll, H.G. (1948) The SP log: theoretical analysis and principles of interpretation. *Transactions of the AIME*, 179: 146–85.

Doveton, J.H. (1994) *Geologic Log Analysis Using Computer Methods*. AAPG Computer Applications in Geology No. 2. Tulsa OK: American Association of Petroleum Geologists.

Doveton, J.H. and Cable, H.W. (1979) Fast matrix methods for the lithological interpretation of geophysical logs. In: Petrophysical and Mathematical Studies of Sediments (ed. Merriman, D.F.). Oxford: Pergamon Press, pp. 79–91.

Fertl, W.H. and Vercellino, W.C. (1978) Predict water cut from well logs. In Practical Log Analysis, Part 4. Oil and Gas Journal, 15 May 1978–19 September 1979.

Folk, R.L. (1980) Petrology of Sedimentary Rocks. Cedar Hill, TX: Hemphill Publishing.

Gassmann, F., (1951) Elastic waves through a packing of spheres. Geophysics, 16:673–85.

Guillotte, J.G., Schrank, J. and Hunt, E. (1979) Smackover reservoir: interpretation case study of water saturation versus production. Transactions: Gulf Coast Association of Geological Societies, 29:121–6.

Hilchie, D.W. (1978) Applied Openhole Log Interpretation. Golden, CO: D.W. Hilchie Inc.

Keith, B.D. and Pittman, E.D. (1983) Bimodal porosity in oolitic reservoirs – effect on productivity and log response, Rodessa Limestone (Lower Cretaceous), East Texas basin. AAPG Bulletin, 67:1391–9.

Kenyon, W.E., Day, P.I., Straley, C., et al. (1988) A three-part study of NMR longitudinal relaxation properties of water-saturated sandstones. Society of Petroleum Engineers Formation Evaluation, 3: 622–36.

Leverett, M.C. (1941) Capillary behaviour in porous solids. Transactions of the AIME, 142:159–72.

Lucia, F.J. (1983) Petrophysical parameters estimated from visual description of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space. Journal of Petroleum Technology, 35:626–37.

Lucia, F.J. (1999) Carbonate Reservoir Characterization. Berlin: Springer.

Lucia, F.J. and Conti, R.D. (1987) Rock Fabric, Permeability and Log Relationships in an Upward-Shoaling, Vuggy Carbonate Sequence. Geological Circular No. 87–5. Austin, TX: Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin.