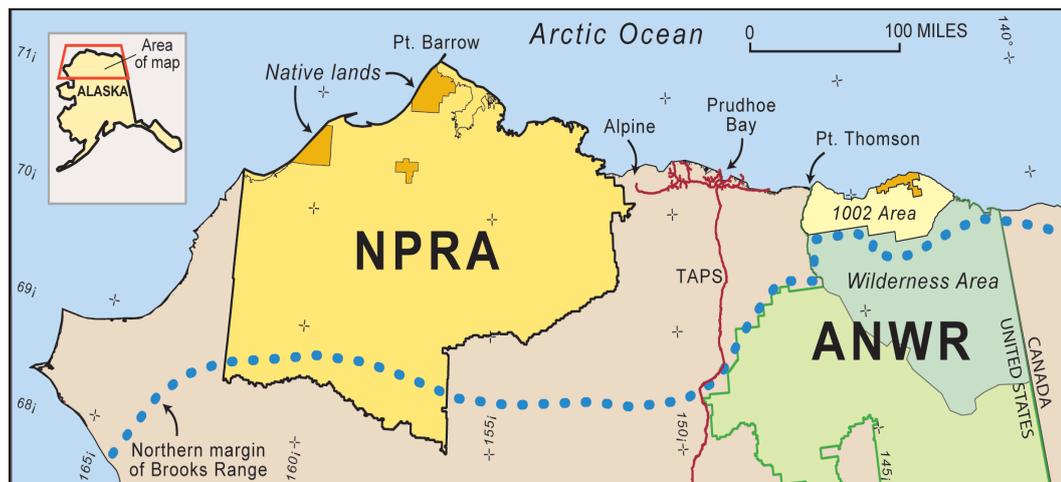


BAB II LANDASAN TEORI

2.1 Geologi Regional

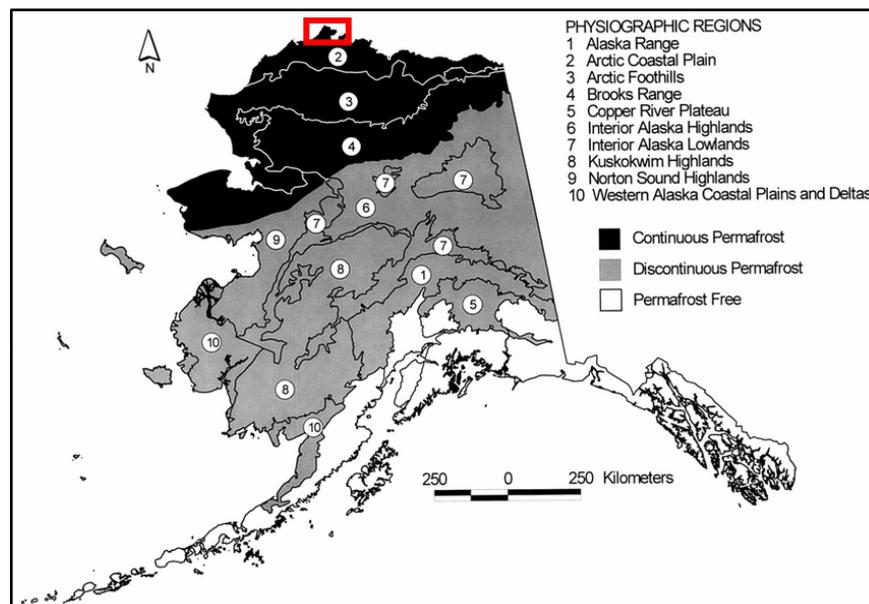
Daerah Artik Alaska Petroleum membentang sekitar 1.100 km dari perbatasan Kanada di barat hingga perbatasan maritim Rusia, serta 100-600 km ke utara dari Pegunungan Brooks hingga *Beaufort Continental Shelf*. Pada bagian lepas pantai dari lapangan ini menggambarkan bagian timur berupa *Beaufort Continental Shelf* sebesar 100 km, sedangkan bagian barat terdapat *Chukchi Shelf* sebesar 600 km. Pada bagian selatan lapangan dibatasi oleh Pegunungan Brooks hingga Lajur Busur Orogenik Herald dan di bagian utara dibatasi oleh *Passive Continental Margin*. Lapangan National Petroleum Reserve Alaska (NPRa) memiliki luas sebesar 93.240 km², yang dimana membentang dari Pegunungan Brooks di selatan hingga dataran pantai Samudera Artik di utara.



Gambar 2.1 Peta lapangan penelitian (Department of Natural Resources, 2008).

Lapangan National Petroleum Reserve Alaska merupakan bagian yang penting dari lapangan minyak bumi di Alaska Utara. Daerah yang telah dieksplorasi diperkirakan memiliki lebih dari sepertiga dari total sumber daya minyak dan gas alam Amerika Serikat yang belum ditemukan (Bird, 2001). Selain itu, lapangan ini terletak di antara Kutub Utara di bagian barat, *Beaufort Sea* di bagian utara, dan *Coville River* di bagian timur dan selatan. Terdapat tiga wilayah fisiografi utama pada lapangan ini, yaitu:

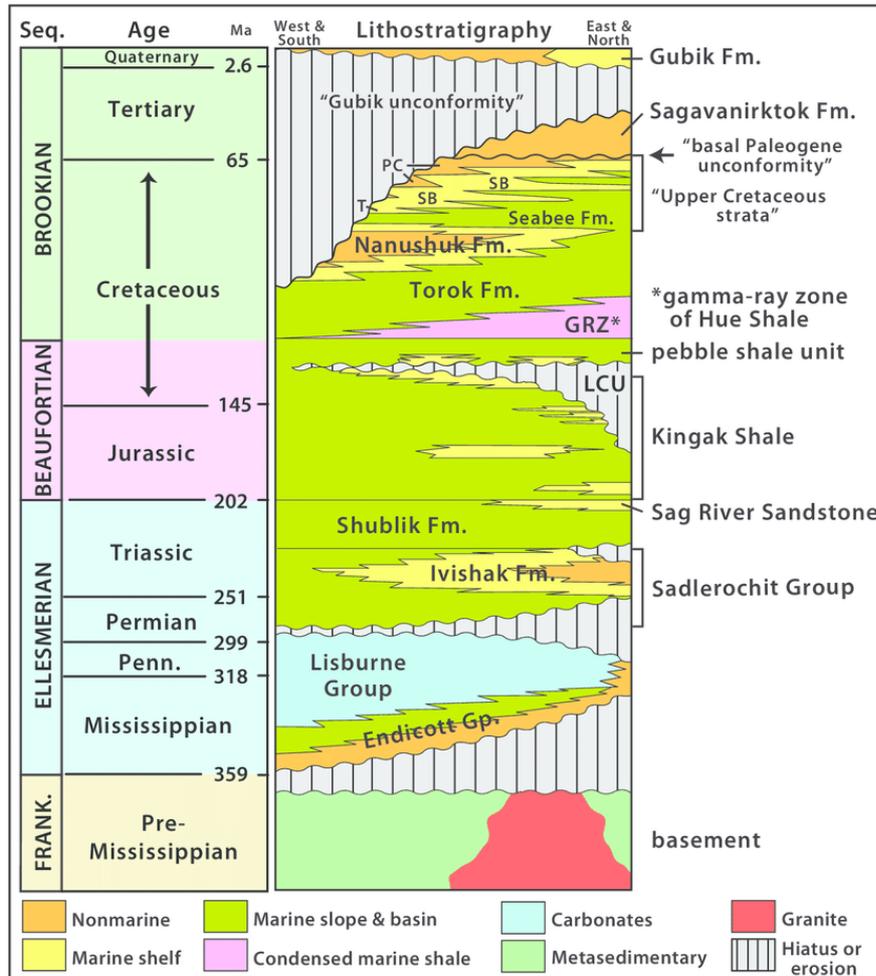
1. *Arctic Coastal Plain*, dibagi menjadi bagian Teshekpuk dan *White Hills*. Bagian Teshekpuk terdiri dari sedimen laut Kuartar yang tidak terkonsolidasi dan bertumpu pada batuan sedimen *Cretaceous* yang hampir datar serta mengandung batubara. Sedangkan bagian *White hills* terdiri dari sedimen endapan Tersier.
2. *Arctic Foothills*, bagian utara terdiri dari sedimen *Cretaceous* yang berubah bentuk menjadi *long linear fold*. Bagian selatan terdiri dari batuan sedimen dari zaman *Devonian* hingga *Cretaceous* bersama dengan intrusi mafik terlipat dan *overthrust* ke utara.
3. *Brooks Range*, bagian tengah dan timur adalah hutan belantara dengan pegunungan yang memiliki ketinggian rata-rata 4.000-8.000 *feet* yang terdiri dari batugamping Paleozoikum, serpih, kuarsit, dan sekis. Pada bagian timur laut Sungai Sagavanirktok, batuan Paleozoikum mengalami lipatan dan berbelok ke utara.



Gambar 2.2 Peta Fisiografi Alaska (Clyde, 1965). Kotak berwarna merah menunjukkan lokasi daerah penelitian.

2.2 Geologi Daerah Penelitian

Berdasarkan penelitian sebelumnya oleh Bird (2001) menjelaskan bahwa stratigrafi dari lapangan NPRA terekam sampai sejauh *Ordovician* dan mungkin sampai *Pre-cambrian*, akan tetapi batuan yang berpotensi adanya minyak bumi adalah *Misisipan* hingga yang lebih muda.



Gambar 2 3 Khronostratigrafi dari National Petroleum Reserve Alaska menunjukkan megasequences di kiri dan nama lithostratigraphic di kanan. Kolom stratigrafi ini dimodifikasi dari Mull and others (2003) dan Houseknecht and Bird (2004); absolute ages dari Walker dan Geissman (2009).

Dari data stratigrafi yang ada, formasi penyusun daerah pengeboran sumur Walakpa 1 dari urutan tua ke muda antara lain:

1. *Argillite (Triassic)*

Argillite merupakan batuan metamorf dengan tingkatan metamorfisme rendah, berwarna abu-abu, memiliki bentuk butir *microgranular*, dan bertekstur menggumpal (padat).

2. *Shublik Formation (Triassic)*

Shublik Formation merupakan campuran dari *sandstone*, *siltstone*, dan *shale*. Pada formasi ini terdapat batupasir yang sangat berkapur, tipis, dan keras. *Interbedded sandstone* dengan *siltstone* yang berkapur dan lapisan tipis *shale* yang berkapur.

3. *Sag River Sandstone (Triassic)*

Sag River Sandstone diambil sampel data dan resin *log* elektrik menunjukkan lapisan tipis *limestone* yang memiliki porositas yang sangat rendah. *Sandstone* pada *Sag River* berwarna putih sampai kecokelatan, berbutir sangat halus, keras, dan sedikit glaukonit. *Sandstone* memiliki gradasi ke bawah hingga berbutir halus, rapuh dengan noda coklat tua (*dead oil*), *dull orange fluorescence*, dan *immediate bright yellow cut*.

4. *Kingak Formation (Jurassic)*

Kingak Formation terdiri dari perselingan *shale* dan *claystone*, *siltstone*, dan *sandstone*. Pada perselingan *shale* dan *claystone* berwarna abu-abu muda hingga abu-abu kecokelatan muda, berukuran halus dan *silty*, dengan persebaran butiran pasir dan lapisan *shale* yang mengandung karbon berwarna abu-abu coklat. *Siltstone* berwarna abu-abu muda, abu-abu kecokelatan muda hingga coklat, terdapat sedikit mika, berisi butiran dan mineral glaukonit yang jarang ada. Sedangkan *sandstone* memiliki warna abu-abu muda hingga putih, serta terdapat sedikit glaukonit dengan *clay matrix*.

5. *Unit Pebble Shale (Cretaceous)*

Litologi *Pebble Shale* berwarna abu-abu coklat gelap dan abu-abu kecokelatan yang gelap, memiliki kandungan fosil dan sedikit mika serta *carbonaceous shales* dengan kebundaran “*floating*” dan sedikit butiran kuarsa serta *chert pebbles* abu-abu kehitaman yang gelap dengan butiran dan penyebaran seperti pirit. Kerikil dan butiran rijang gelap umumnya melimpah di seluruh zona transisi dengan peningkatan ukuran ke bawah hingga mencapai ukuran diameter dua inci.

6. *Torok Formation (Cretaceous)*

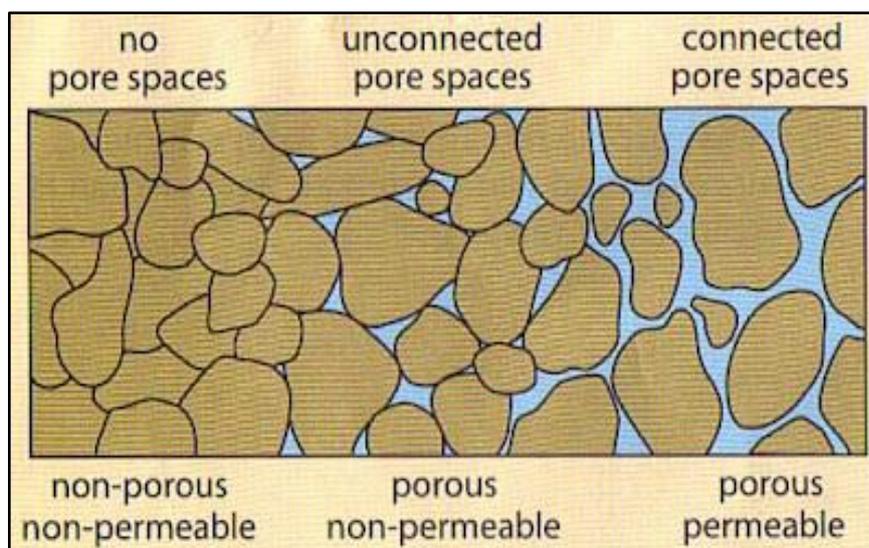
Torok Formation merupakan campuran dari *interbedded claystones*, *siltstones*, dan berseling *sandstones*. *Claystones* berwarna abu-abu muda hingga abu-abu kecokelatan muda, berukuran halus, *silty*, dan mengandung sedikit karbon. Sedangkan *siltstones* berwarna abu-abu muda sampai sedang, berukuran halus, dan *clayey*, dengan serpihan karbon, terdapat jejak pirit dan fragmen fosil, serta *silty limestone stringers* yang langka.

Tabel 2.1 Data lapisan stratigrafi penyusun sumur Walakpa 1 Lapangan National Petroleum Reserve Alaska (USGS, 2008).

<i>Age</i>	<i>Stratigraphy</i>	<i>Drilled Depth (feet)</i>
<i>Cretaceous</i>	<i>Torok Formation</i>	100
	<i>Pebble Shale Unit</i>	1701
	<i>Walakpa Sandstone</i>	2070
<i>Jurassic</i>	<i>Kingak Formation</i>	2087
<i>Triassic</i>	<i>Sag River Sandstone</i>	3224
	<i>Shublik Formation</i>	3314
	<i>Argillite</i>	3633

2.3 Hubungan Porositas dan Permeabilitas

Secara sederhana porositas merupakan kemampuan untuk menyimpan fluida, sedangkan permeabilitas yaitu kemampuan untuk meloloskan fluida. Jika dilihat dari Gambar 2.4 terdapat 3 kondisi berbeda, dimana pada kondisi pertama tidak memiliki porositas (pori) dan tidak dapat meloloskan fluida (*non porous-non permeable*). Kemudian pada kondisi kedua terdapat porositas, namun porinya tidak saling terhubung sehingga tidak dapat meloloskan fluida (*porous-non permeable*). Selanjutnya pada kondisi ketiga memiliki porositas dan porinya saling terhubung sehingga mampu meloloskan fluida (*porous-permeable*).



Gambar 2.4 Porositas dan permeabilitas memiliki hubungan yang erat, dimana permeabilitas tidak mungkin ada tanpa adanya porositas, namun sebaliknya belum tentu demikian.

2.4 Hydraulic Flow Unit

Ebanks (1987) mendefinisikan *Hydraulic Flow Unit* sebagai suatu bagian dari reservoir yang memiliki sifat-sifat geologi dan petrofisika yang sama dan berbeda dari bagian reservoir yang lain dalam mengontrol aliran fluida. *Hydraulic Flow Unit* ini dipengaruhi oleh mineralogi dan geometri porinya. Metode ini berawal dari persamaan (Kozeny, 1927; Carman, 1937).

$$K = \left(\frac{1}{F_s \cdot \tau^2 \cdot S_{vgr}^2} \right) \times \left(\frac{\Phi_e^3}{(1 - \Phi_e)^2} \right) \quad (2.1)$$

Keterangan:

- K : Permeabilitas (mD)
- F_s : *Shape Factor*
- τ : *Tortuosity*
- S_{vgr} : *Surface area per satuan volume butir*
- Φ_e : Porositas efektif (*fraction*)

Konsep lain yang diperkenalkan dan diusulkan oleh Amaefule dkk. (1993) yaitu dengan menggunakan parameter *Flow Zone Indicator* (FZI) yang dipilih berdasarkan pengelompokkan jenis batuan di reservoir. Konsep ini memodifikasi persamaan Kozeny-Carman menjadi:

$$\sqrt{\frac{k}{\Phi_e}} = \frac{1}{\sqrt{F_s \cdot \tau \cdot S_{vgr}}} \times \frac{\Phi_e}{1 - \Phi_e} \quad (2.2)$$

dimana k dalam μm^2

Jika permeabilitas dalam milidarcy, maka persamaan (2.2) dapat menghasilkan parameter baru yaitu *Rock Quality Indeks* (RQI) yang dimana merupakan derajat kualitas batuan reservoir berdasarkan nilai permeabilitas dan porositas efektif.

$$RQI(\mu m) = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\Phi_e}} \quad (2.3)$$

Keterangan:

- 0.0314 : Faktor konversi dari mD ke μm^2

Dari persamaan (2.2) juga diperoleh parameter Φ_z yang dimana merupakan perbandingan antara volume pori terhadap volume butiran. Parameter ini dikenal sebagai *Normalized Porosity* atau juga *Pore to Grain Ratio*.

$$\Phi_z = \frac{\Phi_e}{1 - \Phi_e} \quad (2.4)$$

Kemudian parameter FZI dapat didefinisikan dari persamaan (2.2) dimana:

$$FZI(\mu m) = \frac{1}{\sqrt{F_s} \cdot \tau \cdot S_{vgr}} \quad (2.5)$$

FZI merupakan indikator zona aliran yang digunakan untuk menilai kualitas reservoir, dimana parameter ini mengintegrasikan atribut geologi berupa geometri pori dan mineralogi dalam menentukan *Hydraulic Flow Unit*. Umumnya batuan yang berbutir halus dengan sortasi buruk cenderung memiliki *surface area* dan *turtuosity* tinggi dan FZI rendah. Sebaliknya, batuan yang berbutir kasar dengan sortasi baik cenderung memiliki *surface area* dan *turtuosity* rendah dan FZI tinggi.

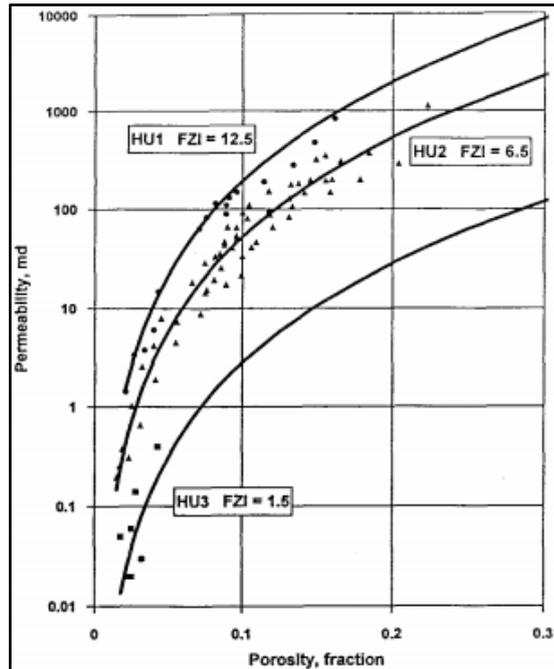
Selanjutnya substitusi persamaan (2.3), persamaan (2.4), persamaan (2.5) ke dalam persamaan (2.2) menghasilkan:

$$RQI = FZI \times \Phi_z \quad (2.6)$$

Sehingga nilai FZI dapat terukur menggunakan persamaan berikut:

$$FZI = \frac{RQI}{\Phi_z} \quad (2.7)$$

Nilai FZI yang diperoleh dikelompokkan berdasarkan nilai probabilitas yang disesuaikan dengan besaran nilai dari data FZI untuk mengetahui banyaknya dan batasan-batasan *flow unit* nya. Apabila diplot antara permeabilitas dan porositas pada titik sampel berdasarkan pengelompokkan nilai FZI akan membentuk suatu *slope*. Dimana setiap titik sampel yang berada pada satu *slope* memiliki karakteristik yang sama. Gambar 2.5 menunjukkan contoh pembagian golongan *flow unit* berdasarkan karakteristik yang sama dari nilai FZI.



Gambar 2.5 Crossplot antara permeabilitas dengan porositas *Canadian example* (Amaefule dkk., 1993).

2.5 Penelitian Sebelumnya

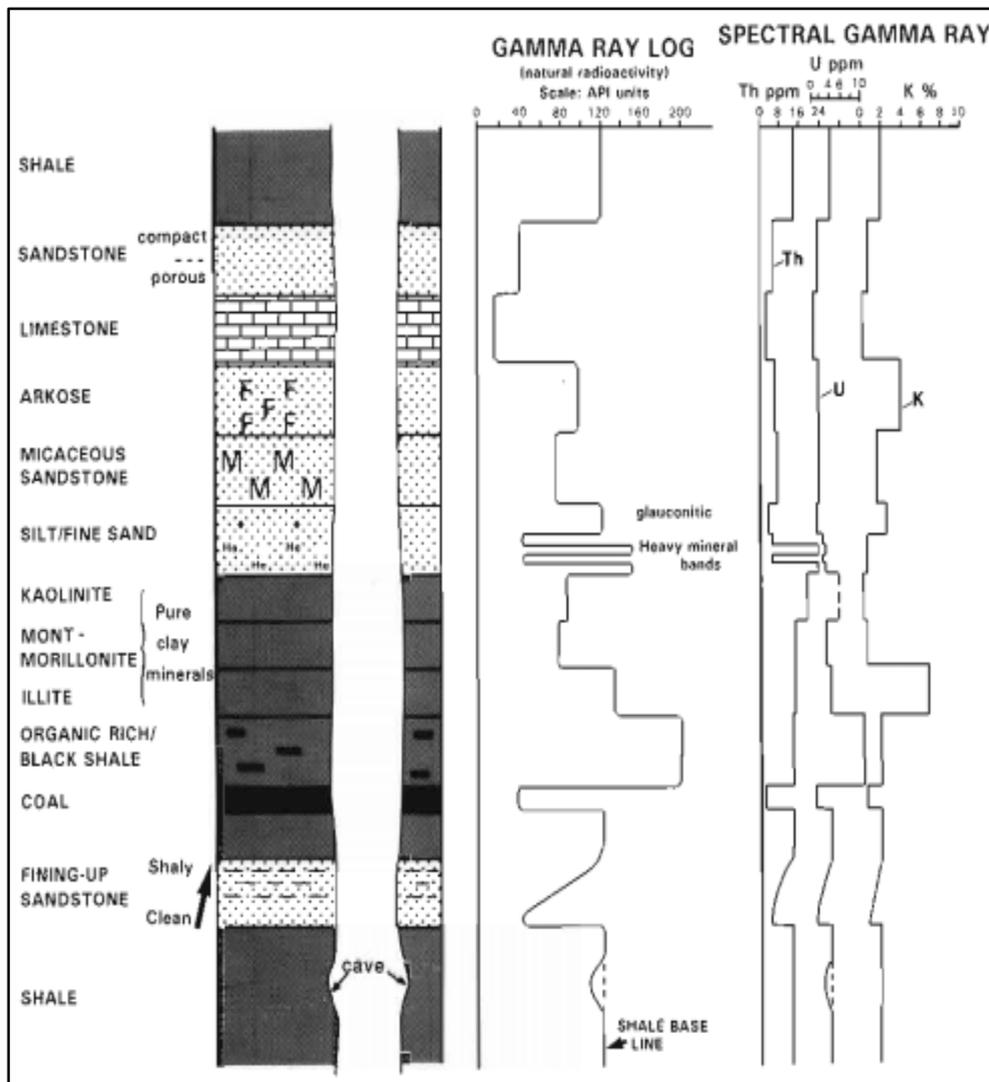
Khalid dkk. (2019) melakukan penelitian tentang penerapan metode *Hydraulic Flow Unit* untuk meningkatkan karakterisasi reservoir dan estimasi nilai permeabilitas. Penelitian tersebut dilakukan pada Formasi Khatbaba, Lapangan JG, Cekungan El-Gharadig, Mesir, dengan tipe batuan *sandstone*. Kesimpulan dari penelitian tersebut, metode *Hydraulic Flow Unit* merupakan metode yang akurat untuk mengklasifikasikan reservoir menjadi beberapa unit serta mampu menghitung nilai permeabilitas pada sumur yang tidak memiliki data *core*. Dari hasil perhitungan pada formasi Khatbaba, terdapat 4 unit aliran fluida teridentifikasi dengan sifat aliran fluida yang berbeda-beda.

2.6 Well Logging

Well Logging merupakan suatu metode yang merekam atau mencatat data pada suatu sumur yang digambarkan dalam bentuk kurva dari nilai parameter petrofisika dengan tujuan untuk mendapatkan informasi litologi di bawah permukaan serta mengetahui sifat-sifat fisik batuan dari tiap kedalaman pada sumur tersebut. Adapun sifat-sifat fisik yang diukur adalah radioaktif, resistivitas, potensial listrik, tahanan jenis, kerataan formasi, dan lain lain.

2.6.1 Log Gamma Ray (GR)

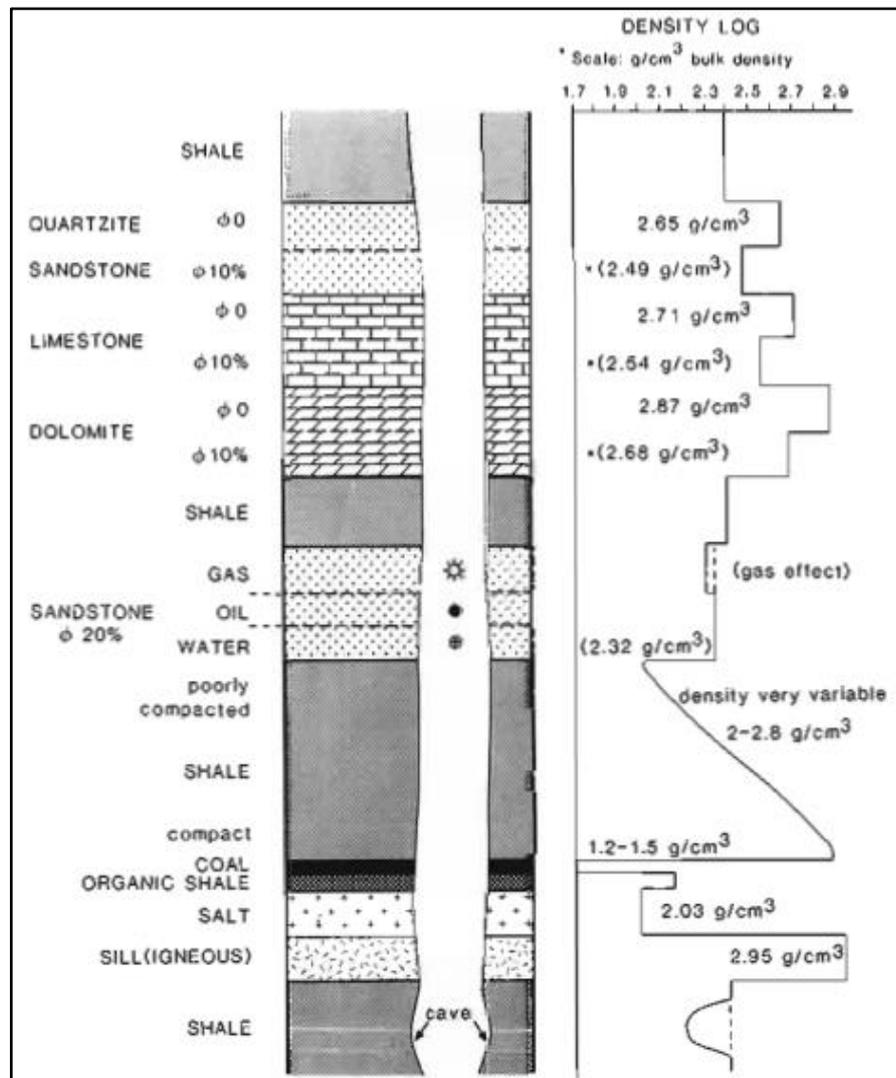
Log gamma ray merupakan *log* yang digunakan untuk merekam dan mencatat radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif alami batuan yang dimana berasal dari tiga unsur utama, yaitu: *Uranium* (U), *Thorium* (Th), dan *Potassium* (K) yang secara kontinu memancarkan *gamma ray* dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi (Harsono, 1997). Umumnya *log gamma ray* berguna untuk memisahkan antara lapisan *shale* dengan lapisan *permeable*. Pada batuan *shale* nilai bacaan *log gamma ray* akan cenderung lebih tinggi dibandingkan dengan batuan lain. Sedangkan untuk lapisan *permeable* nilai bacaan *log gamma ray* akan cenderung lebih rendah. Satuan dari *log gamma ray* yaitu API.



Gambar 2.6 Respon *log gamma ray* terhadap jenis litologi (Rider, 1996). Pada lapisan batupasir unsur radioaktif cenderung rendah sehingga akan defleksi ke kiri.

2.6.2 Log Densitas (RHOB)

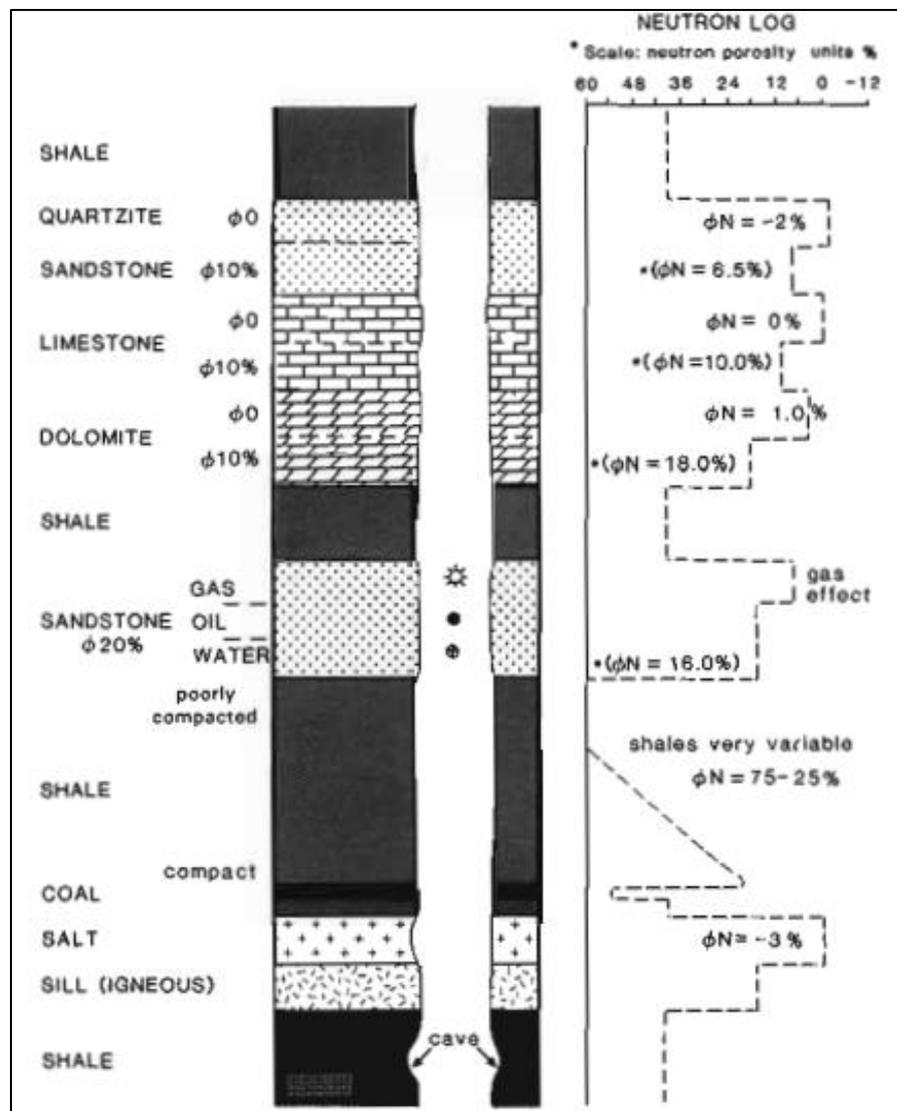
Log densitas merupakan log yang digunakan untuk merekam dan mencatat besaran densitas dari suatu batuan yang diukur dalam satuan gr/cc. Harsono (1993) mendefinisikan prinsip kerja dari log ini yaitu dengan menembakkan sinar gamma ke dalam batuan formasi. Mineral dari suatu batuan tersusun dari atom-atom yang terdiri dari proton dan elektron. Partikel dari sinar gamma akan membentur elektron-elektron pada batuan, sehingga sinar gamma akan mengalami penurunan energi. Setelah mengalami benturan energi akan kembali dan direkam oleh *detector*. Semakin lemah energi yang diterima oleh *detector*, menunjukkan semakin banyak elektron dalam batuan, dimana dapat diartikan semakin banyak atau padat mineral penyusun dari batuan tersebut.



Gambar 2.7 Respon log densitas terhadap berbagai jenis litologi dan fluida yang mengisi formasi (Rider, 1996).

2.6.3 Log Neutron (NPHI)

Log neutron berguna untuk menentukan besarnya porositas batuan dengan cara memancarkan atom *neutron* pada lapisan batuan formasi. Atom *neutron* yang ditembakkan ke batuan formasi akan menabrak atom-atom hidrogen, dimana atom-atom yang bertabrakan tersebut akan melemah energinya dan *detector* akan menghitung atom *neutron* yang kembali dari formasi tersebut (Dewan, 1983). *Log* ini akan mengukur jumlah atom hidrogen, karena atom hidrogen mampu menunjukkan keberadaan air atau minyak, sehingga jumlah atom hidrogen pada air dan minyak relatif sama. Sedangkan pada formasi gas akan memiliki kandungan atom hidrogen yang lebih sedikit.



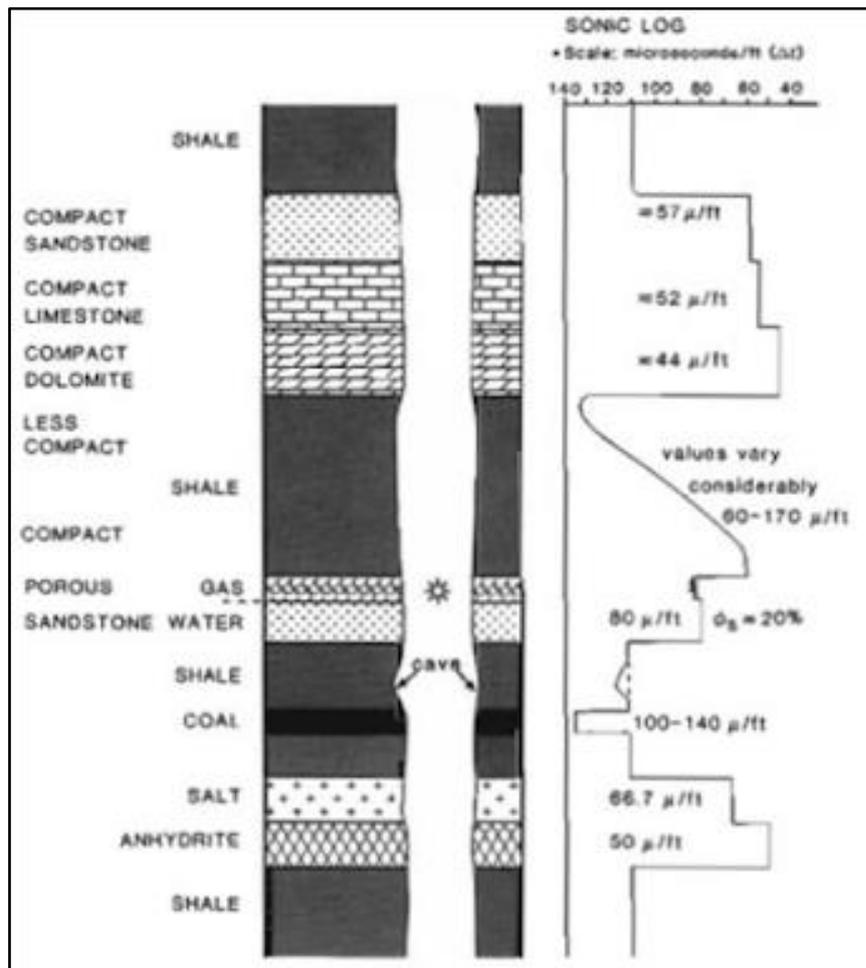
Gambar 2.8 Respon *log neutron* / NPHI terhadap berbagai karakter litologi dan fluida (Rider, 1996).

2.6.4 Log Sonic (DT)

Log sonic atau *log* akustik adalah hasil dari pengukuran waktu rambat gelombang akustik pada jarak tertentu. Prinsip kerja *log sonic* adalah bunyi dengan interval yang teratur dipancarkan dari sebuah sumber bunyi (*transmitte*), sehingga bunyi tersebut akan merambat melalui batuan formasi sejauh 1 *feet* dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan. Lamanya waktu tergantung pada litologi dan porositas batuan. *Log sonic* dapat digunakan untuk mengukur nilai porositas suatu lapisan batuan (Harsono, 1997). Respon dari *log sonic* dapat digunakan untuk mencari parameter fisis berupa kecepatan gelombang P (V_p).

Persamaan dari *log sonic* untuk menghitung kecepatan gelombang P (V_p) adalah:

$$V_p = \frac{1}{DT} = \frac{0.3048}{DT \times 10^{-6}} \quad (2.8)$$



Gambar 2.9 Respon *log sonic* terhadap berbagai jenis litologi dan fluida (Rider, 1996).

2.7 Properti Fisik Batuan

Setiap batuan memiliki karakteristik yang berbeda. Hal ini dipengaruhi oleh waktu dan proses pembentukan batuan tersebut. Untuk mendapatkan parameter sifat-sifat fisik batuan bisa dilakukan dengan cara menganalisis data *log* dan data *core* yang tersedia. Sifat-sifat fisik batuan yang terukur pada penelitian ini meliputi: *volume of shale*, porositas, dan permeabilitas.

2.7.1 Volume of Shale (Vsh)

Perhitungan *volume of shale* dilakukan untuk melihat kandungan *shale* atau serpih dalam batuan reservoir dengan memanfaatkan *log gamma ray*. Karena *shale* memiliki porositas *non-efektif*, ini akan memengaruhi hasil pengukuran *log neutron* dan *log* porositas, dan menyebabkan nilai porositasnya menjadi lebih tinggi. Oleh karena itu, perhitungan *volume of shale* dilakukan sebagai koreksi pada porositas total sehingga dapat diperoleh porositas efektif batuan reservoir.

Untuk menentukan nilai *Vsh* dengan *log gamma ray* dapat menggunakan persamaan berikut:

$$Vsh = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.9)$$

Keterangan:

Vsh : *Volume of shale*

GR_{log} : Bacaan *log gamma ray* (API)

GR_{min} : Bacaan minimum *log gamma ray* (API)

GR_{max} : Bacaan maksimum *log gamma ray* (API)

2.7.2 Porositas

Porositas adalah perbandingan antara volume ruang yang kosong (pori-pori) terhadap volume total batuan (Satiawati dkk., 2015). Porositas merupakan ruang kosong pada batuan sebagai tempat menyimpan fluida. Beberapa faktor yang mempengaruhi porositas pada batuan antara lain: ukuran butir, bentuk butir, susunan butir, sortasi, dan kompaksi. Ada dua jenis porositas pada batuan yaitu porositas total (absolut) dan porositas efektif.

Tabel 2.2 Skala kualitas porositas batuan (Koesoemadinata, 1980)

Nilai Porositas	Keterangan
0% - 5%	Diabaikan (<i>Negligible</i>)
5% - 10%	Buruk (Poor)
10% - 15%	Cukup (Fair)
15% - 20%	Baik (Good)
20% - 25%	Sangat Baik (Very Good)
> 25%	Istimewa (Excellent)

Porositas total (absolut) merupakan perbandingan antara volume total ruang pori (baik terhubung maupun tidak) dengan volume total batuan. Porositas total batuan dapat terukur menggunakan data *log* densitas dan *log neutron* dengan persamaan sebagai berikut (Levorsen, 1954).

$$\Phi_T = \frac{(\Phi_N + \Phi_D)}{2} \quad (2.10)$$

dimana,

$$\Phi_D = \frac{\rho_{matriks} - \rho_{bulk}}{\rho_{matriks} - \rho_{fluida}} \quad (2.11)$$

Keterangan:

- Φ_D : Porositas Densitas
- Φ_N : Porositas *Neutron* / *log* NPHI
- $\rho_{matriks}$: Densitas matriks (pada *sandstone* = 2.65 g/cc)
- ρ_{bulk} : Densitas pengukuran / RHOB
- ρ_{fluida} : Densitas fluida (untuk air = 1 g/cc)

Porositas efektif merupakan perbandingan antara ruang pori yang saling berhubungan atau terkoneksi terhadap volume total batuan, dimana porositas ini memiliki permeabilitas dan dapat mengalirkan fluida. Porositas efektif dapat terukur menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\Phi_e = \sqrt{\frac{\Phi_{NC}^2 - \Phi_{DC}^2}{2}} \quad (2.12)$$

dimana,

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - (\Phi_{Nsh} \times Vsh) \quad (2.13)$$

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - (\Phi_{Dsh} \times Vsh) \quad (2.14)$$

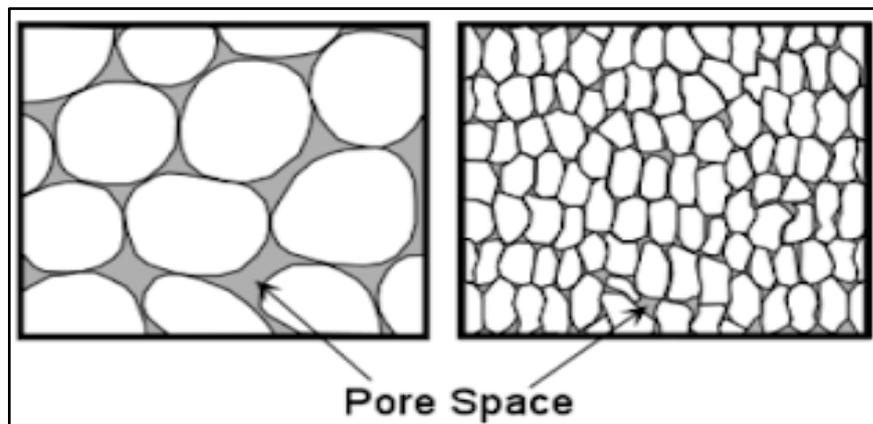
Keterangan:

Φ_{NC} : Porositas *neutron* terkoreksi

Φ_{DC} : Porositas densitas terkoreksi

Φ_{Nsh} : Porositas *neutron shale*

Φ_{Dsh} : Porositas densitas *shale*

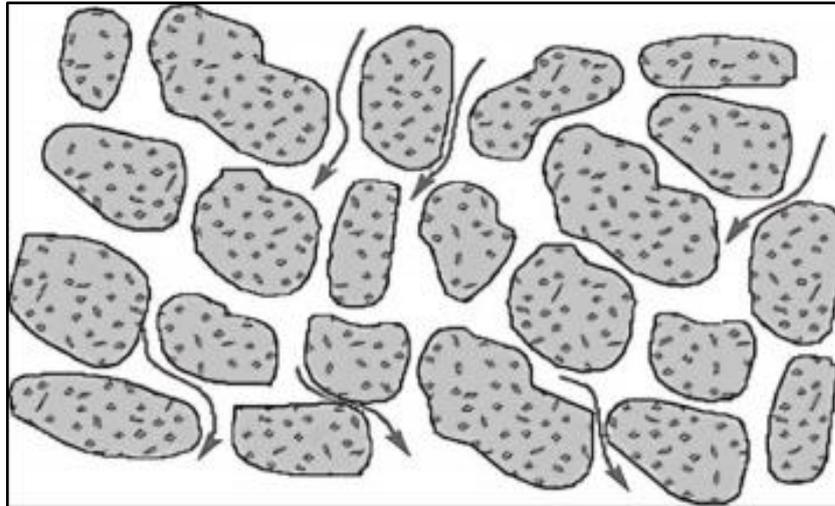


Gambar 2.10 Ilustrasi bentuk pori dalam batuan. Nilai porositas dipengaruhi oleh besar butir dan kebundaran. Semakin besar dan membundar butir batuan, maka porositas batuan juga akan semakin besar.

2.7.3 Permeabilitas

Permeabilitas merupakan ukuran kemampuan pori batuan untuk meloloskan fluida melalui pori yang saling terhubung atau terkoneksi, sehingga apabila pori batuan tidak saling berhubungan maka batuan tersebut tidak memiliki permeabilitas. Untuk menentukan nilai permeabilitas pada pori batuan memiliki beberapa faktor, yaitu ukuran pori, geometri butiran, hubungan antar pori, sementasi, dan *clay content*. Permeabilitas batuan reservoir dapat dibedakan menjadi tiga, yaitu :

1. Permeabilitas absolut adalah suatu indikator yang menunjukkan kemampuan suatu batuan yang dapat mengalirkan hanya satu macam fluida.
2. Permeabilitas efektif adalah indikator yang menunjukkan kemampuan suatu batuan yang dapat mengalirkan lebih dari satu macam fluida.
3. Permeabilitas relatif adalah perbandingan antara permeabilitas efektif dengan permeabilitas absolut.



Gambar 2.11 Permeabilitas sangat dikontrol oleh koneksi antar pori. Jika pori batuan tidak terhubung, maka permeabilitas akan menjadi kecil meskipun nilai porositasnya besar.

Secara sederhana pada penelitian ini untuk mengestimasi permeabilitas di seluruh kedalaman dapat teurukur dengan cara *crossplot* antara porositas *core* dan permeabilitas *core* untuk menentukan hubungan regresinya (Busch dkk., 1987; Canas dkk., 1994). Namun metode ini mengabaikan sebaran data serta konstruksi batuannya, terutama mineralogi dan geometri porinya sehingga tidak akurat. Untuk itu diperlukan metode yang lebih detail dan akurat, yaitu menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit*.

Tabel 2.3 Skala kualitas permeabilitas batuan (Koesoemadinata, 1980)

Nilai Permeabilitas	Keterangan
< 5mD	Ketat (<i>Tight</i>)
5 – 10 mD	Cukup (<i>Fair</i>)
10 – 100 mD	Baik (<i>Good</i>)
100 – 1000 mD	Baik Sekali (<i>Very Good</i>)

2.8 *Least Square Regression*

Metode *Least Square Regression* merupakan suatu metode yang digunakan untuk menentukan persamaan regresi dengan meminimumkan jumlah kuadrat jarak vertikal antara nilai aktual Y dan nilai dugaan atau ramalan. Metode ini umum diterapkan dalam analisis data geofisika, khususnya ketika kita mencoba mengekstrak satu atau dua parameter model dari data observasi. Teknik ini pada

mulanya digunakan untuk mencari solusi dari masalah *overdetermined* namun pada perkembangannya teknik ini diterapkan juga pada *underdetermined problem* setelah dimodifikasi (Supriyanto, 2007). Pada metode ini dilakukan pendekatan secara *linear*, dimana fungsi pendekatannya yaitu:

$$P(x_i) = a_1x_i + a_0 \quad (2.15)$$

Dimana:

x_i : Data Observasi

a_0, a_1 : Koefisien Regresi