

BAB II DASAR TEORI

II.1 KONSEP DASAR LOG SUMUR

Log merupakan rekaman sifat fisik batuan yang didapatkan melalui pengiriman paket gelombang yang kemudian diterima kembali oleh suatu alat ukur di dalam sumur pengeboran (Ellis dan Singer, 2007). Ada beberapa log yang dapat digunakan untuk mengetahui karakteristik suatu batuan. Beberapa di antaranya yaitu log *gamma ray*, log densitas, log resistivitas, dan log neutron. Log tersebut nantinya dapat digunakan menjadi dasar analisis properti fisika batuan.

- *Log Gamma Ray*

Log *gamma ray* adalah log yang berfungsi untuk mengukur radioaktivitas alami dalam suatu formasi dan dapat digunakan untuk identifikasi litologi dan korelasi (Asquith dan Krygowski, 2004). Sumber radioaktif pada batuan dipengaruhi oleh beberapa unsur seperti K, Th, dan U. Log ini bisa membaca kandungan unsur di atas pada batuan, sehingga batulempung yang memiliki unsur radioaktif tinggi akan memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi pada log ini. Nilai ini nantinya yang bisa digunakan untuk membedakan batupasir, batulempung, ataupun batuan karbonat. Skala nilai *gamma ray* ini akan ditampilkan menggunakan satuan API (*American Petroleum Institute*).

- Log Densitas

Log ini akan mengukur densitas batuan yang merupakan fungsi dari densitas mineral penyusun batuan (matriks) dan volume fluida bebas yang terdapat dalam porositas (Rider, 2000). Log ini nantinya digunakan untuk menghitung nilai porositas seperti porositas total dan porositas efektif.

- Log Resistivitas

Log resistivitas merupakan log yang mengukur besarnya tahanan listrik pada formasi batuan ketika dialiri arus listrik (Ellis dan Singer, 2007). Nilai resistivitas ini membaca seberapa besar konduktivitas suatu batuan

pada formasi. Jika batuan terisi oleh air formasi, maka nilai resistivitas akan lebih rendah karena bersifat konduktor. Untuk batuan yang terisi oleh hidrokarbon akan memiliki nilai resistivitas tinggi karena hidrokarbon bersifat isolator.

- Log Neutron

Log neutron merupakan jenis log porositas yang menentukan konsentrasi hidrokarbon dalam formasi (Asquith dan Krygowski, 2004). Pengukuran dilakukan dengan menggunakan sumber unsur kimia (*Americium* dan *Beryllium*) dengan memancarkan neutron secara berkelanjutan. Neutron yang dipancarkan akan bertabrakan dengan atom formasi. Besar energi hasil tumbukan yang terbaca pada log neutron akan dikontrol oleh nilai porositas. Nilai porositas akan dipengaruhi dengan kandungan jenis fluida pada batuan. Data log neutron dan log densitas dapat digunakan untuk menginterpretasikan kandungan hidrokarbon pada formasi batuan dengan melihat *crossover* (persilangan) pada kedua log tersebut.

II.2 KORELASI STRATIGRAFI

Stratigrafi dalam arti luas adalah ilmu yang membahas aturan, hubungan dan kejadian (genesis) macam-macam batuan sedimen dalam ruang dan waktu. Sedangkan dalam arti sempit ialah ilmu pemerian lapisan-lapisan pada litologi batuan. Sedangkan korelasi merupakan penghubungan titik-titik kesamaan waktu atau penghubungan satuan-satuan stratigrafi dengan mempertimbangkan kesamaan waktu (Martodjojo dan Djuhaeni, 1996).

Korelasi bertujuan untuk menentukan kontinuitas secara lateral dari lapisan reservoir atau lapisan batuan lainnya pada interval penelitian. Bidang lapisan pada dasarnya adalah bidang kesamaan waktu. Oleh karena itu, satu lapisan yang menerus cirinya mudah dikenali serta mempunyai pelamparan yang luas, dapat merupakan penunjuk kesamaan waktu, dan dinamakan lapisan pandu (Martodjojo dan Djuhaeni, 1996). Dalam penelitian kali ini dilakukan penghubungan titik-titik setiap formasi yang diambil berdasarkan data *mudlog* dan data log sinar gama

yang dikorelasikan dengan sejarah geologi cekungan berupa jenis litologi yang terbentuk.

II.3 FASIES

Menurut Boggs (2006), fasies adalah suatu ketampakan lapisan atau kumpulan dari suatu lapisan batuan yang memperlihatkan karakteristik, geometri, dan sedimentologi tertentu yang berbeda dengan sekitarnya. Fasies merupakan ketampakan suatu tubuh batuan yang dikarakteristikan oleh kombinasi dari litologi, struktur fisik, dan biologi yang merupakan aspek pembeda dari tubuh batuan di atas, di bawah, ataupun di sampingnya (Walker dan James, 1992).

Pemahaman mengenai konsep fasies bertujuan untuk mengidentifikasi litologi dan mengelompokkannya dengan ciri-ciri tertentu sehingga dapat merefleksikan suatu elemen arsitektur dari model lingkungan pengendapan. Fasies ini dapat dikombinasikan menjadi asosiasi fasies (*facies associations*) yang merupakan suatu kombinasi dari dua atau lebih fasies yang membentuk tubuh batuan dalam berbagai skala dan kombinasi yang secara genetis saling berhubungan pada suatu lingkungan pengendapan. Asosiasi fasies mencerminkan lingkungan pengendapan atau proses dimana fasies itu terbentuk. Ketampakan fasies secara vertikal dapat merefleksikan penyebaran ke arah lateralnya. Namun perlu dicatat bahwa dalam lapisan yang sama bisa terdapat fasies yang berbeda (perubahan fasies).

II.4 PETROFISIKA RESERVOIR

Petrofisika reservoir adalah karakteristik fisik batuan reservoir yang menggambarkan keadaan batuan reservoir. Properti fisika reservoir ini digunakan untuk menghitung volumetrik reservoir sehingga dapat dilakukan estimasi sumber daya pada reservoir. Petrofisika yang digunakan pada penelitian ini meliputi porositas, saturasi hidrokarbon, *net to gross*, *geometric correction factor*, *percent trap fill*, dan *formation volume factor*.

a. Volume Serpih (Vsh)

Volume serpih adalah banyaknya kandungan lempung yang terdapat di dalam batuan. Perhitungan volume serpih dapat dilakukan berdasarkan kurva log sinar gama dengan asumsi bahwa semakin tinggi kandungan

serpih dalam batuan, semakin tinggi juga unsur radioaktif yang terkandung di dalamnya. Nilai sinar gama yang tinggi menunjukkan bahwa lapisan adalah non-reservoir seperti serpih, sedangkan nilai sinar gama yang rendah mencirikan lapisan reservoir seperti batupasir.

b. Porositas

Porositas merupakan volume pori-pori batuan per volume total batuan yang ditunjukkan dalam fraksi desimal atau persentase. Perhitungan porositas bertujuan untuk mengetahui kemampuan reservoir pada interval penelitian dalam menyimpan hidrokarbon dan kualitas hubungan pori dalam suatu reservoir.

c. Saturasi Hidrokarbon (S_w)

Saturasi atau kejenuhan yang berada dalam pori adalah rasio antara volume cairan dengan volume ruang pori. Saturasi hidrokarbon dinyatakan dalam persentase atau fraksi desimal dan akan bernilai 100% atau 1 apabila seluruh pori pada batuan terisi oleh hidrokarbon. Untuk mencari nilai dari saturasi hidrokarbon biasanya menggunakan pengurangan nilai saturasi air pada reservoir sehingga didapatkan nilai saturasi hidrokarbon pada reservoir di lapangan.

d. *Net to Gross* (NTG)

Net to gross merupakan perbandingan antara jumlah *net pay* pada reservoir atau ketebalan dari batuan yang diperkirakan mampu menampung hidrokarbon terhadap *gross rock* atau disebut sebagai ketebalan litologi batuan total yang dianggap sebagai interval reservoir.

e. *Percent Trap Fill* (PCT)

Percent trap fill merupakan nilai dari lapangan yang merupakan nilai koreksi dari total luas *closure* atau jebakan yang terbentuk pada prospek. Nilai ini mengindikasikan berapa proporsi total area yang kemungkinan dapat diproduksi. Nilai PCT ini akan dikalikan dengan luas area *closure*

sehingga didapatkan nilai *closed area* yaitu luas area yang mungkin terdapat hidrokarbon.

f. *Geometric Correction Factor* (GCF)

Geometric correction factor merupakan nilai koreksi geometri interval kedalaman yang mungkin terdapatnya hidrokarbon pada lapangan. Nilai ini nantinya akan dikalikan dengan *gross interval* dan *net to gross* sehingga didapatkan nilai *net pay* yang telah dikoreksi dan mungkin terdapat hidrokarbon.

II.5 DATA SEISMIK

Analisis seismik merupakan salah satu metode yang dikembangkan oleh keilmuan geofisika yang digunakan untuk memperoleh informasi tentang sifat fisik batuan yang membentuk kerak bumi hingga analisis struktur dan keadaan stratigrafi bawah permukaan.

Data seismik secara umum dibagi menjadi seismik bias (*refraction*) dan seismik pantul (*reflection*). Untuk eksplorasi prospek hidrokarbon biasanya digunakan seismik pantul (*reflection*) karena mampu memetakan hingga kedalaman yang tinggi (Hasanudin, 2005).

Prinsip pengambilan data seismik yaitu menggunakan pantulan gelombang yang berjalan melalui batuan yang kemudian waktu dari pantulan gelombang tersebut diterima dan diinterpretasi menjadi jenis litologi yang berbeda. Hasil analisis waktu perjalanan gelombang (*travel time*) inilah yang digunakan sebagai bentuk peta seismik dari lapangan.

Domain yang diambil pada data seismik merupakan domain waktu sehingga diperlukan adanya pengikatan data seismik dengan data sumur yang memiliki domain kedalaman, teknik interpretasi ini disebut *well-seismic tie* atau pengikatan data seismik dengan data sumur. Interpretasi seismik lainnya meliputi interpretasi struktur, interpretasi horizon, serta pembuatan peta struktur waktu dan kedalaman.

II.6 METODE MMRA (*MULTI METHOD RISK ANALYSIS*)

Dalam melakukan eksplorasi prospek hidrokarbon, ketidakpastian merupakan hal yang sering muncul dan diperdebatkan dalam pengambilan nilai estimasi sumber daya hidrokarbon. Ketidakpastian ini bisa dikurangi menggunakan pengambilan nilai-nilai kemungkinan dalam perhitungan dengan pertimbangan nilai parameter-parameter yang ada dalam properti fisika reservoir.

Metode MMRA (*Multi Method Risk Analysis*) merupakan metode perhitungan estimasi sumber daya hidrokarbon yang mengukur ketidakpastian dengan menghitung nilai-nilai properti fisika reservoir dan mengubah nilainya menjadi rentang probabilitas yang disajikan pada kurva estimasi yang memiliki nilai estimasi P10, P50, dan P90. Nilai tersebut merupakan persebaran nilai optimis hingga pesimis perkiraan estimasi sumber daya hidrokarbon pada lapangan. Nilai estimasi ini didapatkan melalui perkalian setiap parameter yang ada tentunya dengan melakukan perhitungan berulang/iterasi pada setiap rentang parameter yang dimasukkan dalam perhitungan.

Perhitungan probabilitas ini menggunakan perhitungan volumetrik dengan mengalikan area, *net pay area*, dan *hydrocarbon yield*. Perhitungan tersebut menggunakan perangkat lunak yang diterbitkan oleh Rose & Associates dengan menggunakan rumus dasar sebagai berikut :

$$OOIP = \frac{7758 \times A \times PCT \times h \times NTG \times GCF \times \phi \times Shc}{Boi} \dots\dots\dots \text{(Persamaan II.1)}$$

dengan:

7758 = faktor konversi dari *acre.feet* ke barel

A = luas lapangan (*acre*)

PCT = *percent trap fill*

h = ketebalan reservoir (ft)

NTG = *net to gross*

GCF = *geometric correction factor*

ϕ = porositas efektif

S_{hc} = saturasi hidrokarbon

Boi = *formation volume factor*

II.7 ANALISIS RISIKO

Analisis risiko digunakan untuk memprediksi dan mengetahui seberapa besar tingkat risiko dari suatu prospek hidrokarbon yang telah dipilih. Dalam penelitian kali ini analisis risiko menggunakan prinsip yang dikemukakan oleh Otis dan Schneidermann (1997). Konsep ini menggunakan evaluasi terhadap dari kualitas sistem petroleum yang berkembang pada Cekungan Sumatera Tengah di Lapangan “Aintzane”.

Risiko geologi dinilai dengan mempertimbangkan empat faktor berikut yang hadir dalam sebuah cekungan sedimen atau dalam sistem petroleum.

1. Kehadiran batuan induk yang matang (P_{source})
2. Kehadiran batuan reservoir ($P_{reservoir}$)
3. Kehadiran perangkap (P_{trap})
4. Dinamika *play* ($P_{dynamics}$)

Analisis risiko menggunakan beberapa evaluasi yang dipertimbangkan seperti yang dapat dilihat pada Gambar II.1. Analisis ini juga menggunakan daftar periksa yang dibuat oleh Otis dan Schneidermann (1997) yang dapat dilihat pada Gambar II.2. Keseluruhan faktor tersebut kemudian akan dikalikan untuk mendapatkan probabilitas dari *geological success* (P_g) seperti yang dideskripsikan pada rumus berikut :

$$P_g = P_{source} \times P_{reservoir} \times P_{trap} \times P_{dynamics} \dots \dots \dots \text{(Persamaan II.2)}$$

Nilai P_g tersebut digunakan untuk mengelompokkan setiap prospek menjadi beberapa kategori risiko pada area eksplorasi seperti yang ditunjukkan Gambar II.3. Kemudian untuk mengestimasi volume hidrokarbon yang dapat diproduksi dari suatu zona prospek, dapat digunakan persamaan :

$$Risk Resources = Volume \text{ unrisk resources} \times P_g \dots \text{(Persamaan II.3)}$$

A. SOURCE ROCK <u>Capacity for HC charge (within fetch area)</u> Presence and volume of source rock Thickness Areal extent Number of distinct source horizons Continuity Known HCs in area (fields, wells, seeps) Organic richness (TOC, S_1+S_2, etc.) SPI Kerogen type Type I - lacustrine, oil prone Type II - marine, oil & gas prone Type II - gas prone Type IV - Inert <u>Source rock maturity</u> Source rock data (R_o, T_{max}, E1) Determine whether source rock in fetch has generated HCs	B. RESERVOIR <u>Presence</u> Lithology Distribution Depositional model (sequence stratigraphic framework) <u>Quality (Capacity for stabilized flow)</u> Lateral continuity and extension Thickness and vertical cyclicity Heterogeneity Porosity ranges and types Permeability ranges and types Fracture potential and preservation Diagenetic characteristics
C. TRAP <u>Trap definition (confidence in data)</u> Number and location of seismic lines Quality (resolution) of seismic data Reliability (velocity complications, misties) Lateral velocity gradients Integration of gravity, magnetic, seismic and well log information <u>Trap characteristics</u> Type of trap (anticlinal, fault, etc.) Amount of four-way closure Amount and type of other closure Compartmentalization by faulting Alternate non-closing interpretations <u>Seal</u> Top seal Lithology and ductility Thickness Continuity Curvature over trap Degree of fracturing or faulting Fault seal Fault type Amount of throw Time(s) of movement Depth and pressure Lithologies juxtaposed Dip of beds across fault Potential for sealing gouge Stratigraphic seal - bottom or lateral Other seals - diagenetic, pressure, etc.	D. TIMING AND MIGRATION <u>Timing</u> Timing of reservoir, seal and trap development relative to that of HC generation and migration Maturation model (burial history, paleogeothermal regime) Thermal gradients (BHT, heat flow, lithology) <u>Migration Pathways</u> Position of trap with respect to kitchen/fetch area Amount of source rock in the oil window within fetch area Migration style (vertical or lateral) Migration distance required (vertical and lateral) Migration conduits and barriers/migration style Connection of pathways to reservoir <u>Preservation/Segregation</u> Post entrapment tectonism or faulting Displacement of oil by water or gas Biodegradation Thermal cracking Preferential migration of gas

Gambar II.1 Aspek geologi yang dijadikan acuan dalam analisis risiko (Otis dan Schneidermann, 1997).

Prospect: _____ Contract Area: _____
 Country: _____ Basin: _____
 HC Type: _____ Date: _____

Risk Assessment Computation

Probability of HC Discovery Probability of HC Source Probability of Reservoir Quality Probability of Trap Integrity Probability of Timing & Migration

_____ = _____ × _____ × _____ × _____

Geologic Risk Factor = 1 / Probability of HC Discovery = _____

Probability Factors

A. Source Evaluation: Unfavorable Questionable Neutral Encouraging Favorable

1. Capacity for HC Charge
 2. Source Rock Maturity
 3. Other

B. Reservoir Quality: Unfavorable Questionable Neutral Encouraging Favorable

1. Presence
 2. Quality (for stab. flow)
 3. Other

C. Trap Integrity: Unfavorable Questionable Neutral Encouraging Favorable

1. Trap Definition
 2. Trap Characteristics
 3. Seal - Vertical & Lateral
 4. Other

D. Timing/Migration: Unfavorable Questionable Neutral Encouraging Favorable

1. Timing
 2. Migration Pathways
 3. Preservation
 4. Other

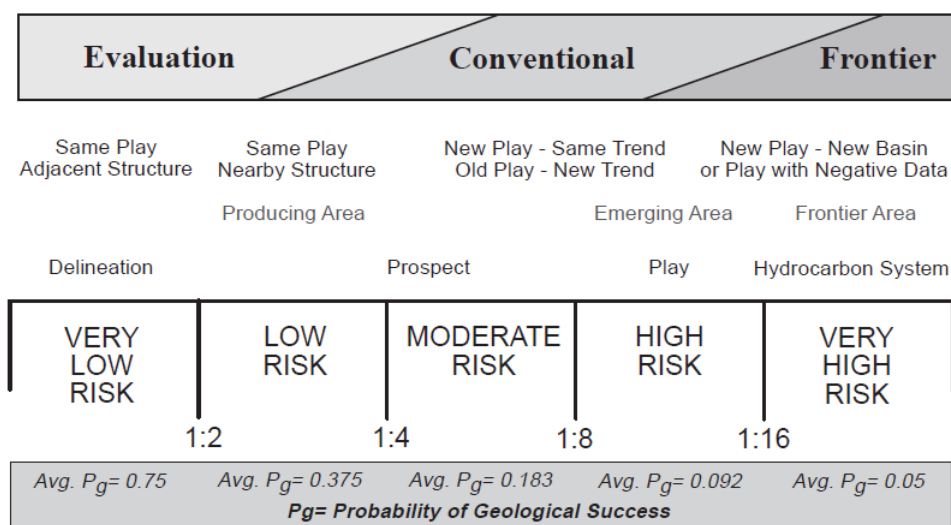
For any Risk Factor, the "weakest" element determines the Risk

< 0.30	Risk Factor contains unfavorable element(s)
0.30-0.50	One or more elements questionable
0.50	Elements unknown or no definitive data (Neutral)
0.50-0.70	All elements at least encouraging to favorable
>0.70	All elements well documented and encouraging to favorable

Unfavorable	Questionable	Neutral	Encouraging	Favorable
0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
0.6	0.7	0.8	0.9	

Model based
 |<----- Model supported by data/analog ----->|
 |<----- Model fully documented by data from prospect area ----->|

Gambar II.2 Daftar periksa dalam analisis risiko (Otis dan Schneidermann, 1997).



Gambar II.3 Kategori risiko berdasarkan nilai P_g (Otis dan Schneidermann, 1997).