



**PETROFISIKA RESERVOIR SAND A FORMASI TALANG AKAR BERDASARKAN
DATA WELL LOG DI LAPANGAN “FR”, CEKUNGAN ASRI**

Ghifara Herninda*, Abdurrokhim, Febriwan Mohamad
Fakultas Teknik Geologi – Universitas Padjadjaran
*Korespondensi: ghifarahr@yahoo.com

ABSTRAK

Lapangan “FR” adalah salah satu lapangan penghasil hidrokarbon di Cekungan Asri yang dikelola oleh PT. Pertamina Hulu Energi OSES, dimana Formasi Talang Akar adalah salah satu reservoir utamanya, yang terdiri dari beberapa interval batupasir. Analisis petrofisika pada reservoir batupasir *Sand A*, Formasi Talang Akar dilakukan untuk mengetahui sifat-sifat fisik batuan dan kotak fluidanya. Data yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari 44 data *well log* serta data *core* pada Sumur FR 2 dan FR A-6.

Batupasir *Sand A* terdiri dari dua fasies yaitu fasies *Tidal Sand Bar* dan *Tidal Sand Flat* yang diendapkan dalam *Tide-Dominated Estuarine*. Hasil dari perhitungan petrofisika adalah sebagai berikut: volume *shale* sebesar 27,13%, porositas efektif 36%, saturasi air 36%, dan permeabilitas 1166.4 mD. Nilai *cut off* untuk Lapangan FR adalah *cut off Vshale* sebesar 35%, *cut off* porositas 13%, dan *cut off* saturasi air 70%. Ketebalan zona net pay yang dihasilkan yaitu setebal 12.77 ft. Identifikasi kontak fluida pada Lapangan FR meliputi OWC pada kedalaman 3550.6 ftSS, LKO pada kedalaman 3527.6 ftSS, HKW pada kedalaman 3597.2 ftSS, dan GOC pada kedalaman 3523.5 ftSS. Perbedaan kedalaman kontak fluida pada Lapangan FR dapat disebabkan karena adanya perubahan tekanan selama proses produksi.

Kata Kunci: Formasi Talang Akar, fasies, properti petrofisika, cut off, kontak fluida.

ABSTRACT

The “FR” Field is one of hydrocarbon field in Asri Basin, where the sandstones of Talang Akar Formation is the major reservoir productive in this area. This research intends to discuss the physical properties of Sand A of Talang Akar Formation and to identify fluid contact using 44 well log data and core data from FR 2 and FR A-6.

Sand A are consisting of Tidal Sand Bar and Tidal Sand Flat facies of Tide-Dominated Estuarine setting. Petrophysical calculations in the FR Field resulted in a volume of shale value of 27.13%, effective porosity value 36%, water saturation value 36%, and permeability value 1166.4 MD. Cut off determination values for FR Field are Vshale cut off 35%, porosity cut off 13%, and water saturation cut off 70%. The thickness of net pay zone is 12.77 ft. Fluid contacts identification in FR Field includes OWC was observed at depth 3550.6 ftSS, LKO at depth 3527.6 ftSS, HKW at depth 3597.2 ftSS, and GOC at depth 3523.5 ftSS. The fluid contact depth differences in FR Field can be caused by changes in pressure during the production process.

Keywords: *Talang Akar Formation, facies, petrophysical properties, cut off, fluid contact.*

I. PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi merupakan sumber energi utama yang paling dibutuhkan dunia hingga saat ini. Jumlah cadangan

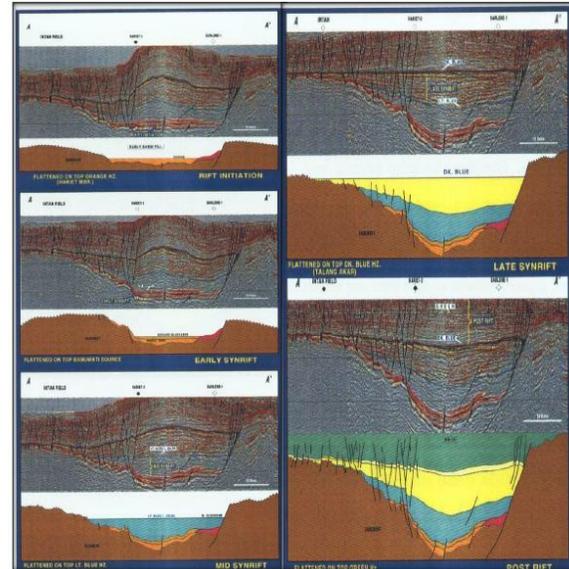
minyak dunia yang semakin menurun menuntut industri minyak untuk meneliti dan menemukan cadangan baru. Penyelesaian masalah yang dihadapi bukan hanya

melakukan usaha-usaha perluasan lapangan produksi diseluruh wilayah, penambahan sumur baru, atau mencari sumber hidrokarbon yang baru akan tetapi juga mempertahankan angka produksi minyak dan gas bumi pada suatu lapangan agar tidak menurun. Dengan itu telah dilakukan beberapa metode guna mempertahankan atau meningkatkan angka produksi minyak dan gas bumi yaitu menggunakan metode geologi dan metode geofisika.

Metode geofisika yang kerap dilakukan adalah analisis petrofisika. Analisis petrofisika merupakan hal yang penting dilakukan untuk menentukan keberadaan hidrokarbon di bawah permukaan bumi. Analisis ini bertujuan untuk mengetahui parameter-parameter fisik batuan seperti kandungan serpih, porositas, saturasi air, dan permeabilitas dalam suatu formasi. Analisis petrofisika akan menghasilkan gambaran batas kontak fluida yang digunakan untuk menghitung cadangan hidrokarbon dan menentukan kedalaman perforasi pada proses produksi. Berdasarkan analisis ini juga dapat diestimasi apakah hidrokarbon yang terdapat pada lapangan tersebut dapat menghasilkan energi yang besar dan bernilai ekonomis atau tidak.

II. TINJAUAN PUSTAKA

Cekungan Asri terletak di bagian ujung tenggara dari Lempeng Eurasia dan secara spesifik merupakan bagian dari Lempeng Mikro Sunda. Cekungan Asri merupakan cekungan busur belakang yang terbentuk akibat evolusi tektonik yang dimulai pada Zaman Kapur, saat Lempeng Samudera Hindia menujam di bawah Lempeng Eurasia dengan arah tenggara-barat laut. Menurut Sukanto dkk. (1998), secara umum sistem sedimentasi dan jenis struktur yang terdapat pada Cekungan Asri dipengaruhi oleh tiga periode tektonik yang utama, yaitu *Rift Initiation*, *Syn Rift*, dan *Post Rift*.



Gambar 2.1 Periode Tektonik pada Cekungan Asri (Sukanto dkk., 1998).

Sukanto dkk. (1998) membagi kolom stratigrafi Cekungan Asri menjadi dua mega siklus, yaitu *base level rise* (Formasi Banuwati, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai) dan *base level fall* (Formasi Air Benakat, Formasi Parigi, dan Formasi Cisubuh).

Menurut Sukanto dkk. (1998), pola stratigrafi dari umur tertua sampai umur termuda pada Cekungan Asri adalah sebagai berikut:

1. Batuan Dasar (*Basement*)

Batuan dasar Cekungan Asri terdiri dari batuan Pra-Tersier (Kapur Awal) dengan batuan bervariasi dari granit/granodiorit (berkomposisi asam) dan batuan metamorf berderajat rendah seperti sekis, marmer, dan kuarsit.

2. Formasi Banuwati

Formasi Banuwati merupakan endapan awal dari sistem pengendapan Cekungan Asri yang terdiri dari batuan klastik kasar berupa konglomerat dan endapan fluvial lainnya berupa batupasir dan endapan lakustrin. Formasi Banuwati dibagi menjadi dua anggota, yaitu Anggota Hariet dan Anggota Serpih Banuwati

3. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar didominasi oleh lingkungan pengendapan fluvial. Selain fluvial, lingkungan pengendapan lain yang terjadi pada formasi ini adalah lingkungan pengendapan lakustrin dan paludal. Formasi Talang Akar dibagi menjadi dua anggota, yaitu Anggota Zelda dan Anggota Gita.

4. Formasi Baturaja

Formasi Baturaja secara selaras diendapkan pada kala Miosen Awal. Litologi penyusun dari formasi ini terdiri dari batugamping dan batulempung berlapis yang pada bagian bawahnya mempunyai porositas baik.

5. Formasi Gumai

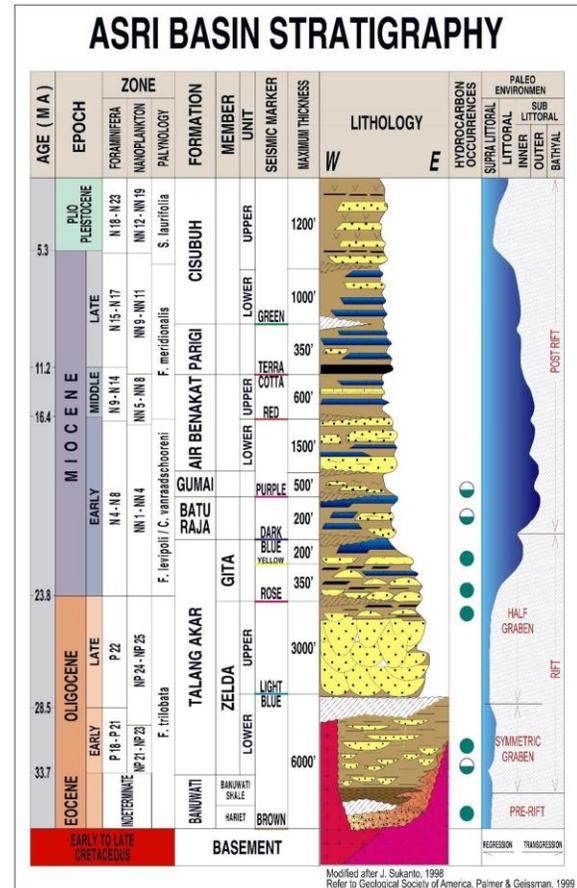
Formasi ini dicirikan oleh serpih berwarna abu-abu yang terbentuk dalam fase transgresi maksimum. Formasi ini tersusun oleh batulempung, batulanau, dan batupasir.

6. Formasi Air Benakat

Formasi Air Benakat merupakan hasil pengendapan regresi. Formasi ini tersusun atas batupasir dan memiliki Anggota Krisna yaitu batulempung dan batugamping.

7. Formasi Cisubuh

Formasi Cisubuh memiliki litologi yang terdiri atas batulempung endapan laut dan perselingan batulempung dengan batupasir serta terdapat batubara pada anggota atasnya. Sedimen-sedimen ini diendapkan pada lingkungan laut yang sangat dangkal.



Gambar 2.2 Stratigrafi Regional Cekungan Asri (Sukanto dkk., 1998).

Sukanto dkk. (1998) membagi petroleum system di Cekungan Asri sebagai berikut:

1. Batuan Induk (Source Rock)

Pada Formasi Banuwati terdapat endapan *lacustrine shale* yang terendapkan di lingkungan danau. Formasi ini merupakan serpih *early mature*. *Lacustrine shale* pada Formasi Banuwati mengandung kerogen tipe I yang mampu menghasilkan banyak minyak dan sedikit gas. Kematangan dicapai pada Miosen Awal dan *present oil window*.

2. Batuan Reservoir

Reservoir utama dari Cekungan Asri adalah Formasi Talang Akar yang terbentuk pada Oligosen, termasuk di dalamnya adalah batupasir Anggota Zelda dan Gita yang umumnya berbentuk *channel*.

3. Batuan Penutup (*Seal Rock*)

Batuan penutup dari reservoir yang ada pada Cekungan Asri adalah *shale* yang terendapkan pada Formasi Gumai dan menjadi regional *seal* pada Cekungan Asri.

4. Jebakan Hidrokarbon (*Trap*)

Jebakan hidrokarbon yang ditemukan pada cekungan ini merupakan *structural trap* yang berupa sesar dan antiklin ataupun *three-four way dip*. Pada cekungan ini juga terdapat jenis jebakan lain yaitu *stratigraphic trap* di beberapa tempat tertentu yang memiliki reservoir berupa *carbonate build up* seperti yang terdapat pada Formasi Baturaja.

5. Migrasi

Migrasi primer telah terbukti terjadi pada batupasir, konglomerat, dan migrasi sekunder kemungkinan terjadi pada retakan-retakan batubara pada Formasi Talang Akar. Migrasi fluida di Cekungan Asri sebagian besar dikontrol oleh geometri lapisan pembawa, yaitu batupasir Anggota Zeldi dari Formasi Talang Akar.

III. METODE

Penelitian ini menggunakan metode pengolahan data secara kualitatif dan kuantitatif yang didukung oleh data log sumur, data *core*, dan mudlog. Metode penelitian yang dilakukan adalah sebagai berikut:

Analisis Data Batuan Inti (*Core*)

Pengamatan data *core* bertujuan untuk mengidentifikasi litologi melalui deksripsi langsung atau pemerian batuan reservoir untuk mengoptimalkan kontribusi data batuan. Data *core* berupa data *Routine Core Analysis* (RCA) terdapat pada dua sumur yaitu Sumur FR 2 dan FR A-6 di Lapangan FR. Dari deskripsi batuan yang dibuat, dapat membantu dalam penentuan litofasies serta interpretasi fasies.

Analisis Data Log Sumur (*Well Log*)

Data log sumur digunakan untuk membedakan litologi bawah permukaan dan penentuan fasies melalui analisis pola log khususnya log *gamma ray*. Lapangan FR memiliki 44 data log sumur dengan kurva log terdiri dari log *gamma ray*, *spontaneous potential*, resistivitas, densitas, neutron, sonic, caliper, PEF, dan kurva log ELAN yang diberikan oleh perusahaan.

Analisis Parameter Petrofisika

Analisis Petrofisika merupakan langkah penting untuk menentukan sifat fisik batuan dan memastikan keberadaan hidrokarbon di bawah permukaan. Parameter petrofisika meliputi volume serpih (*Vshale*), porositas, saturasi air (*Sw*), permeabilitas, dan *cut off* properti reservoir. Pada perhitungan *Vshale* dilakukan perhitungan menggunakan metode linear. Perhitungan porositas dilakukan untuk memperoleh porositas total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE) dengan menggunakan metode neutron-density. Saturasi air (*Sw*) dihitung dengan menggunakan persamaan Simandoux (1963). Perhitungan permeabilitas ditentukan dengan persamaan Morris Biggs Oil. Penentuan nilai *cut off* ditentukan berdasarkan nilai properti petrofisika. Nilai *cut off* reservoir yang ditentukan adalah *cut off* porositas, *cut off Vshale*, dan *cut off* saturasi air. *Cut off* porositas ditentukan berdasarkan *crossplot* menggunakan data RCA antara nilai porositas dan permeabilitas. *Cut off Vshale* ditentukan dari hasil *crossplot* antara nilai *Vshale* terhadap nilai porositas efektif. Lalu *cut off* saturasi air (*Sw*) ditentukan dari hasil *crossplot* antara nilai saturasi air terhadap nilai porositas efektif.

Identifikasi Kontak Fluida

Interpretasi batas kontak fluida yang dilakukan meliputi identifikasi *Oil Water Contact* (OWC), *Lowest Known Oil* (LKO), *Highest Known Water* (HKW), dan *Gas Oil*

Contact (GOC). Identifikasi ini ditentukan berdasarkan analisis log sumur yang meliputi log *gamma ray*, resistivitas, porositas, dan saturasi air (Sw). Penentuan batas kontak fluida dilakukan dengan mengambil beberapa sumur untuk membuat *cross section* pada daerah penelitian.

IV. HASIL DAN PEMBAHAN

Lapangan "FR" mulai di eksplorasi pada Desember 1989 dan mulai diproduksi pada Desember 1992 dengan total 25 sumur. Formasi Talang Akar berperan sebagai reservoir di lapangan ini. Penelitian ini difokuskan pada reservoir *sand A* dari Formasi Talang Akar yang menjadi objek penelitian. Dari data yang didapatkan, peneliti membahas antara lain:

1. Litofasies

Pada analisis litofasies, penulis melakukan analisis pada sumur FR 2 dan FR A-6 di interval *sand A* yang memiliki data RCA. Sumur FR 2 memiliki satu barel yaitu *core 4* dengan panjang 14 *feet* dan sumur FR A-6 memiliki dua barel yaitu *core 5* dan *6* yang masing-masing panjangnya 52.4 dan 7.5 *feet*. Dari analisis yang dilakukan, peneliti membagi litofasies menjadi tiga jenis, antara lain:

- 1) Litofasies *Cross-bedded Sandstone*, berwarna abu-abu dengan ukuran butir pasir halus, kekerasan *firm-hard*, bentuk butir *subrounded-subangular*, terpilah baik, memiliki struktur sedimen *cross-bedding* dan terdapat *mud-drapes*, dan bersifat *carbonaceous*.
- 2) Litofasies *Bioturbated Sandstone*, berwarna abu-abu dengan ukuran butir pasir halus-sedang, kekerasan *moderately hard*, berbentuk butir *subrounded-rounded*, memiliki sortasi sedang, terdapat bioturbasi, dan bersifat *carbonaceous*.
- 3) Litofasies *Ripple-bedded Sandstone*, berwarna abu-abu dengan ukuran butir

pasir sangat halus- halus, kekerasan *hard*, memiliki sortasi baik, memiliki struktur sedimen *ripple-bedding*, serta bersifat *argillaceous*.

2. Elektrofasis

Analisis elektrofasis juga dilakukan pada interval *sand A* yang memiliki data RCA dari sumur FR 2 dan Fr A-6. Penentuan elektrofasis mengacu pada Kendall (2003). Dari pola log *gamma ray* yang terlihat terdapat dua tipe elektrofasis pada Lapangan FR, yaitu:

- 1) *Funnel Shape*, terdapat fasies *cross-bedded sandstone* dan *bioturbated sandstone* pada tipe elektrofasis ini. Tipe elektrofasis *funnel shape* menunjukkan pola *coarsening upward*. Pola mengkasar ke atas mengindikasikan adanya *prograding* yang merupakan kondisi dimana garis pantai maju menjauhi daratan. Tipe *funnel shape* mengindikasikan adanya perubahan energi yang pada awalnya relatif stabil kemudian terjadi penurunan muka air laut yang menyebabkan suplai dari sedimen bertambah.
- 2) *Bell Shape*, fasies *ripple-bedded sandstone* terdapat pada tipe elektrofasis ini. Tipe elektrofasis *bell shape* menunjukkan pola *finning upward*. Pola menghalus keatas mengindikasikan adanya *retrograding* yang merupakan kondisi dimana garis pantai mundur mendekati daratan. Tipe *bell shape* mengindikasikan proses pengendapan pada lingkungan dengan energi pengendapan yang sedang hingga rendah, dimana energi pengendapan berkurang ke arah atas dengan bertambahnya kandungan serpih.

3. Fasies dan Lingkungan Pengendapan

Dari hasil analisis yang telah dilakukan, ditemukan beberapa kenampakan sedimen yang merupakan penciri atau pengontrol

untuk interpretasi asosiasi fasies selanjutnya, yaitu:

- *Cross-beds* dengan endapan *mud-drape* merupakan penciri suatu endapan tidal (Terwindt, 1981 op. cit. Shanmugam et al, 1998).
- *Ripple* berkembang ketika kondisi energi rendah dalam siklus pasang surut (Davis & Dalrymple, 2012).
- Bioturbasi mewakili pengendapan di lingkungan *subaqueous*, kemungkinan laut (Nichols, 2009).
- *Carbonaceous* menunjukkan suatu lingkungan pengendapan dekat pantai (Satia Graha dkk., 2010)

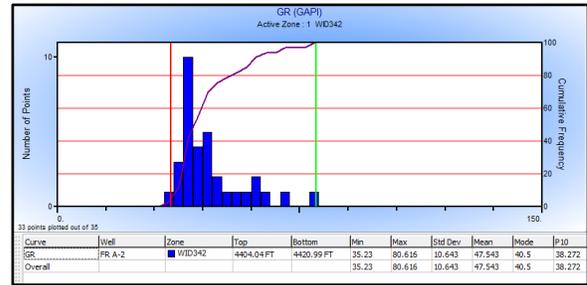
Dapat disimpulkan bahwa lingkungan pengendapan daerah penelitian adalah *Estuarine* yang dipengaruhi pasang surut atau *Tide – Dominated Estuarine*. Dilihat dari struktur sedimen yang ditemukan, lingkungan pengendapan diperkirakan berada pada zona *intertidal* yaitu *tidal sand bar* dan *tidal sand flat* (Dalrymple, 1992).

4. Parameter Petrofisika

Pada analisis ini, parameter-parameter petrofisika akan ditentukan dari sumur FR 2 yang merupakan *key well* dan perhitungan dilakukan pada interval reservoir *sand A*.

a. Volume Serpih (*Vshale*)

Kandungan *shale* dalam suatu formasi berpengaruh terhadap kualitas batuan reservoir yang ada pada formasi tersebut, karena *shale* akan berpengaruh pada nilai porositas dan permeabilitas. Perhitungan *Vshale* dilakukan dengan menggunakan indikator tunggal yaitu *log gamma ray*. Dalam penentuan volume *shale*, metode yang ideal digunakan adalah metode linear dimana nilai kandungan *Vshale* sama dengan nilai indeks *gamma ray*. Penentuan nilai kandungan *shale* ditentukan dari nilai maksimum dan minimum *gamma ray* serta nilai *gamma ray* terbaca pada log sumur.

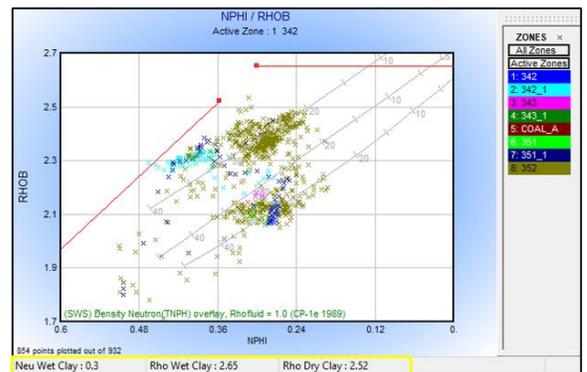


Gambar 4.1 Histogram *gamma ray* reservoir *sand A* Sumur FR 2.

Dari gambar diatas, diketahui bahwa nilai maksimum 80.616 GAPI dan nilai minimum 35.23 GAPI serta nilai *log gamma ray* terbaca sebesar 47.543 GAPI. Perhitungan *Vshale* dengan metode linear menggunakan persamaan Asquith (1982), didapatkan bahwa reservoir *sand A* merupakan reservoir dengan kandungan *shale* sebesar 27.13%.

b. Porositas

Perhitungan porositas dalam penelitian ini menggunakan metode neutron-density. Untuk mengetahui besar porositas dari suatu batuan dengan menggunakan metode ini, dibutuhkan beberapa parameter porositas (*Rho*) untuk *wet clay (matrix)*, *dry shale*, dan *fluid*. Nilai-nilai tersebut didapat dari *picking parameter* NPHI RHOB dan GR seperti yang ditampilkan pada **Gambar 4.2**.



Gambar 4.2 *Picking parameter* pada Sumur FR 2.

Setelah melakukan *picking parameter*, dilakukan perhitungan dengan persamaan porositas neutron-density oleh Dewan (1983)

yang akan menghasilkan porositas total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE). Perhitungan porositas pada interval reservoir *sand A* menghasilkan nilai porositas total sebesar 41% dan nilai porositas efektif sebesar 36%. Hal ini berarti, dari porositas yang berada pada suatu batuan sebesar 41%, sekitar 36% nya dapat mengalirkan fluida. Berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1980), reservoir *sand A* diklasifikasikan sebagai reservoir dengan porositas yang istimewa (*excellent*).

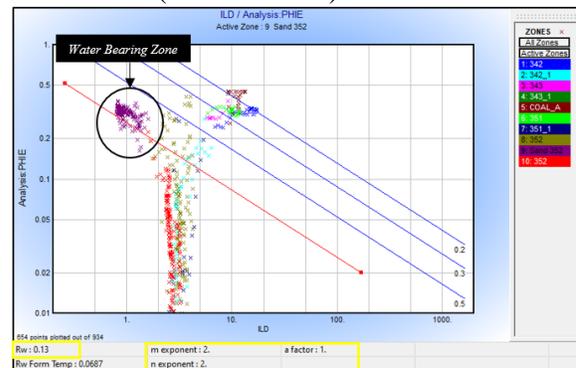
c. Saturasi Air (Sw)

Pori-pori batuan pada reservoir terisi oleh fluida baik air maupun hidrokarbon. Untuk mengetahui nilai saturasi hidrokarbon (S_o), terlebih dahulu menentukan nilai saturasi air (S_w), dimana saturasi hidrokarbon bernilai 1 dikurangi nilai saturasi air ($1 - S_w$).

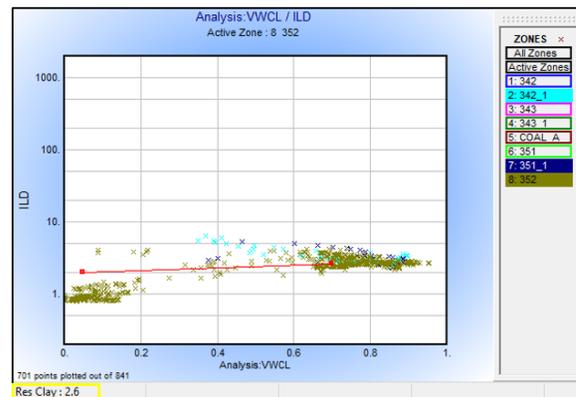
Dalam menghitung saturasi air, terlebih dahulu adalah menentukan koefisien a , m , dan n . Nilai-nilai tersebut dapat diketahui dari analisa sampel core yang merupakan rangkaian dari suatu penilaian formasi. Karena keterbatasan data yang dimiliki, penentuan koefisien a , m , dan n ini menggunakan nilai standar oleh Asquith (1980). Nilai tortuositas (a) bernilai 1 untuk sandstone dengan ukuran butir fine dan nilai porositas yang *excellent*. Pada formasi ini Faktor sementasi (m) bernilai 1 untuk consolidated sandstone. Menurut Asquith (1980) dengan sedikitnya informasi yang dimiliki, nilai eksponen saturasi (n) bernilai sama dengan nilai m yaitu 2.

Perhitungan saturasi air pada penelitian ini menggunakan persamaan Simandoux (1963). Persamaan ini cocok digunakan untuk formasi *shaly sand* seperti Formasi Talang Akar yang melibatkan koreksi *shale* pada perhitungannya. Untuk dapat mengetahui nilai saturasi air menggunakan metode Simandoux, dibutuhkan beberapa parameter perhitungan seperti resistivitas air

formasi (R_w) dan resistivitas *clay* (R_{sh}). Nilai R_w didapat dari hasil *pickett plot* antara log NPHI dengan log RT lalu menentukan lapisan pembawa air (*water bearing zone*) sebagai batas nilai saturasi air (**Gambar 4.3**). Nilai R_{sh} ditentukan dari *crossplot* antara log RT dan log GR dimana penentuan R_{sh} ditentukan dari lapisan yang mengandung *shale* tebal (**Gambar 4.4**).



Gambar 4.3 Pickett plot antara log NPHI dan log RT pada Sumur FR 2.



Gambar 4.4 Crossplot antara log RT dan log GR pada Sumur FR 2.

Perhitungan saturasi air dilakukan pada interval reservoir *sand A*. Dihilangkan nilai saturasi air (S_w) pada interval ini sebesar 36%. Nilai ini menunjukkan bahwa sekitar 36% dari pori batuan terisi oleh air. Jika nilai saturasi air telah diketahui, maka nilai saturasi hidrokarbon (S_o) dapat dihitung ($1 - S_w$). Sehingga nilai S_o adalah 64%. Hal ini berarti dari rongga pori pada batuan reservoir *sand A* yang terisi oleh hidrokarbon sebesar 64%.

d. Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk meloloskan fluida melalui pori batuan. Terdapat beberapa parameter yang mempengaruhi permeabilitas seperti ukuran pori, bentuk butir dan kontinuitas. Dalam penelitian ini perhitungan permeabilitas ditentukan dengan persamaan Morris Biggs Oil.

Parameter yang disertakan dalam perhitungan permeabilitas antara lain nilai porositas, nilai saturasi air sisa (*saturation irreducible* atau Swirr), dan konstanta abc. Nilai porositas merupakan hasil perhitungan porositas efektif (PHIE) yang sebelumnya didapat dari metode *neutron-density*. Nilai Sw *irreducible* (Swirr) menggunakan nilai Swirr lapangan yang berada dekat dengan Lapangan FR yaitu bernilai 0.1. Konstanta abc nilainya sudah ditentukan untuk persamaan ini.

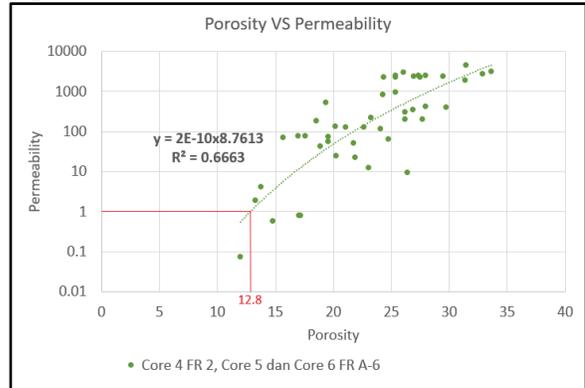
Perhitungan permeabilitas dilakukan pada interval reservoir *sand* A. Dari persamaan Morris Bigg Oil didapat nilai permeabilitas sebesar 1166.4 mD. Berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1980), reservoir *sand* A diklasifikasikan sebagai reservoir dengan permeabilitas yang sangat baik (*very good*).

e. Cut off Reservoir

Nilai *cut off* digunakan untuk mengeliminasi volume batuan yang tidak berkontribusi secara signifikan dalam memperhitungkan cadangan reservoir.

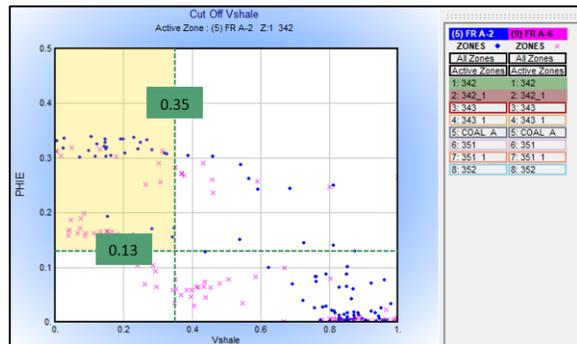
Nilai *cut off* porositas ditentukan dengan menggunakan *crossplot* antara nilai porositas dan permeabilitas. Nilai porositas dan permeabilitas yang digunakan merupakan hasil *Routine Core Analysis* (RCA) pada Lapangan FR. Dalam penentuan *cut off* porositas, nilai porositas dan permeabilitas yang dipakai adalah data RCA pada interval *sand* A yaitu *core 4* Sumur FR 2 serta *core 5* dan *core 6* Sumur FR A-6. Nilai porositas

yang terbaca saat permeabilitas 1 mD adalah nilai *cut off* porositas. Sehingga, pada Lapangan FR nilai *cut off porositas* yang diperoleh sebesar 0.13 atau 13%.



Gambar 4.5 Penentuan *cut off* porositas pada Lapangan FR.

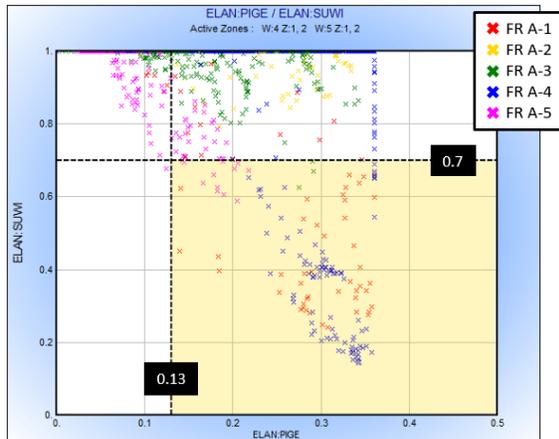
Nilai *cut off Vshale* ditentukan dengan menggunakan *crossplot* antara volume serpih (*Vshale*) dengan porositas efektif (PHIE). Batas nilai *cut off* ditentukan oleh trend sebaran data *Vshale* dari sumur FR 2 dan FR A-6. Sehingga dapat ditentukan nilai *cut off Vshale* Lapangan FR sebesar 0.35 atau 35%.



Gambar 4.6 *Cut off Vshale* pada Lapangan FR.

Nilai *cut off* untuk saturasi air (Sw) ditentukan dengan menggunakan *crossplot* antara saturasi air (Sw) dengan porositas. Batas nilai *cut off* ditentukan oleh *trend* sebaran data Sw dari sumur-sumur awal pengeboran (*early stage wells*) di Lapangan FR. Data yang digunakan pada *crossplot*

merupakan data RCA Sw yang berada di lapisan pembawa air (*water bearing zone*). Maka dapat ditentukan nilai *cut off* Sw yaitu sebesar 0.7 atau 70%.



Gambar 4.5 Penentuan *cut off* saturasi air pada Lapangan FR.

f. Pay Summary

Penentuan *pay summary* pada prinsipnya dilakukan dari hasil penyaringan nilai *cut off* dari penggabungan parameter reservoir yang telah didapatkan sebelumnya yaitu untuk volume serpih $\leq 35\%$, porositas $\geq 13\%$, dan saturasi air $\leq 70\%$.

Pada penelitian ini, perhitungan petrofisika pada zona *net sand*, *net reservoir*, dan *net pay* didasarkan pada batasan interval reservoir *sand A* pada Lapangan FR. Penentuan nilai *net sand* berada pada nilai *Vshale* dibawah 0.35 sehingga nilai *Vshale* diatas 0.35 tidak termasuk *net sand*. Ketebalan zona *net reservoir* diperoleh dengan memasukkan nilai *cut off Vshale* dan *cut off* porositas dan menghasilkan ketebalan 12.77 *feet*. Selanjutnya, kombinasi dari nilai *cut off Vshale*, *cut off* porositas dan *cut off* saturasi air (Sw) digunakan untuk menentukan *net pay* dan menghasilkan ketebalan sebesar 12.77 *feet*. Tebal zona *net reservoir* dan zona *net pay* yang diperoleh menunjukkan ketebalan yang sama, hal ini berarti dari zona yang diinterpretasikan memiliki porositas yang baik, zona tersebut juga mengandung hidrokarbon.

5. Kontak Fluida

Setelah dilakukan metode-metode pada properti yang sesuai dengan kondisi Lapangan FR, baru dapat ditentukan *fluid contact*.

Dari hasil interpretasi kontak fluida OWC, LKO, dan HKW didapatkan OWC pada kedalaman 3550.6 *feet*, LKO diinterpretasikan rata-rata pada kedalaman 3527.6 *feet*, HKW pada kedalaman 3597.2 *feet* di bawah permukaan rata-rata air laut (*sub-sea*). LKO ditentukan berdasarkan kedalaman LKO paling dalam yang ditemukan pada sumur sedangkan HKW ditentukan berdasarkan kedalaman HKW yang paling dangkal pada sumur. Tipe LKO ini ditemukan pada sumur FR A-5, OWC ditemukan pada sumur FR A-15p, dan tipe HKW ditemukan pada sumur FR A-20p. Penentuan batas kontak fluida ini perlu dilakukan karena akan berpengaruh pada proses infiltrasi sumur. Saat memproduksi minyak, OWC menjadi batas kedalaman terbawah untuk menghindari air.

Hasil identifikasi GOC pada Lapangan FR, kontak gas dan minyak berada pada kedalaman 3523.5 ftSS. Gas yang terdapat pada reservoir ini diinterpretasikan sebagai *secondary gas* yang muncul saat tekanan menurun selama proses produksi di Lapangan FR.

V. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian dan analisis yang dilakukan pada Lapangan FR, Formasi Talang Akar, Cekungan Asri, maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut :

1. Litofasies pada Lapangan FR terbagi menjadi tiga kelompok litofasies yaitu *Cross-bedded Sandstone*, *Bioturbated Sandstone*, dan *Ripple-bedded Sandstone*.
2. Tipe elektrofisies pada reservoir *sand A* di Lapangan FR memiliki pola log

gamma ray berupa *funnel shape* dan *bell shape*.

3. Terdapat penciri fasies untuk analisis asosiasi fasies yaitu keterdapatannya struktur sedimen *cross beds* dengan endapan *mud-drape*, *ripple*, *bioturbation*, dan sifat *carbonaceous*, disimpulkan bahwa fasies reservoir *sand A* diendapkan di lingkungan *Tide-dominated Estuarine* yaitu *tidal sand bar* dan *tidal sand flat*.
4. Analisis parameter petrofisika pada reservoir *sand A* di Lapangan FR menghasilkan nilai volume *shale* sebesar 27,13%, porositas efektif 36%, saturasi air 36%, dan permeabilitas 1166.4 mD. *Cut off* untuk Lapangan FR memiliki nilai *cut off* porositas sebesar 13%, *cut off Vshale* 35%, dan *cut off* saturasi air 70%. Ketebalan zona *net pay* yang dihasilkan yaitu setebal 12.77 *feet*. Sehingga dapat disimpulkan bahwa reservoir *sand A* menunjukkan nilai ekonomis sebagai reservoir yang sangat baik.
5. Dari hasil identifikasi *fluid contact*, diperoleh batas kontak fluida pada Lapangan FR adalah *Oil water Contact* (OWC) berada pada kedalaman 3550.6 ftSS yang ditemukan di Sumur FR A-5, *Lowest Known Oil* (LKO) rata-rata pada kedalaman 3527.6 ftSS di Sumur FR A-15p, *Highest Known Water* (HKW) pada titik kedalaman 3597.2 ftSS di Sumur FR A-20p, dan *Gas Oil Contact* (GOC) berada pada kedalaman 3523.5 ftSS pada sumur FR A-22.

UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis mengucapkan terimakasih kepada PT. Pertamina Hulu Energi OSES yang telah memberikan kesempatan untuk mengolah data Tugas Akhir di perusahaan melalui bimbingan dari mentor perusahaan dan memberikan izin untuk mempublikasi hasil penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Archie, G. E. 1950. *Introduction to petrophysics of reservoir rocks*. AAPG Bulletin, Vol. 34: 943-961.
- Asquith, G.B. 1982. *Basic well log analysis for geologists*. Oklahoma: AAPG, Methods in Exploration Series.
- Boggs, Sam. 2006. *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*. New Jersey: Pearson Prentice Hall.
- Dalrymple, R.W. and Davis R.A., 1992, *Principles of Tidal Sedimentology*. Springer Dordrecht Heidelberg London New York.
- Dewan, J. 1983. *Essentials of Modern Open-hole Log Interpretation*. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log edisi 8*. Schlumberger Oilfield Services.
- Koesoemadinata, R. P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi Edisi Kedua*. Bandung: Penerbit ITB.
- Nichols, Gary., 2009, *Sedimentology and Stratigraphy (Second Edition)*. Wiley-Blackwell, West Sussex, UK.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles/Applications*. Schlumberger Wireline & Testing: Texas.
- Sukanto, dkk. 1998. *Petroleum systems of the Asri Basin, Java Sea*. Indonesia: Proc. Indon. Petrol. Assoc., 26th Ann. Conv. P. 291-312.
- Walker, R.G. and James, P. Noel. 1992. *Facies Models: Response to Sea Level Change, Second Edition*. Canada: Geological Association of Canada