

IDENTIFIKASI KARAKTERISTIK RESERVOIR UNTUK PENENTUAN ZONA PROSPEK MELALUI ANALISIS PETROFISIKA PADA FORMASI TUALANG, LAPANGAN “KHF”, CEKUNGAN SUMATRA TENGAH

Khafadloh Maulida^{1*}, Shaskia Herida Putri², Billy Gumelar Adhiperdana¹, Edy Sunardi¹

¹Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung

²KST Universitas Padjadjaran, Bandung

*Korespondensi: khafadloh18001@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Formasi Tualang yang merupakan target penelitian terletak pada Lapangan “KHF”, Cekungan Sumatra Tengah. Analisis petrofisika dilakukan pada tiga buah sumur dengan menggunakan data log sumur, batuan inti, dan lumpur pemboran untuk mengetahui karakteristik reservoir sehingga dapat ditentukan zona prospek. Reservoir pada Formasi Tualang merupakan *shaly sandstone* yang mengandung banyak mineral lempung. Kandungan lempung akan mempengaruhi karakteristik reservoir. Hasil perhitungan volume serpih, porositas efektif, dan saturasi air menunjukkan nilai yang cukup tinggi dengan *cut-off* volume serpih 60%, porositas 10%, dan saturasi air 65%. Zona prospek pada sumur KHF-1 berada di kedalaman 3.214-3.258 ft, sumur KHF-2 berada di kedalaman 3.272-3.318 ft, serta sumur KHF-3 pada kedalaman 3.210-3.244 ft, 3.320-3.386 ft, dan 3.430-3.452 ft. Kandidat reservoir yang paling baik merupakan fasies *tidal channel* karena persebarannya merata pada ketiga sumur dan paling tebal dibandingkan fasies lain. Nilai rata-rata setiap parameter fasies *tidal channel* pada lapangan “KHF” adalah 49,9% untuk volume serpih, 11,4% untuk porositas yang digolongkan cukup menurut Koesoemadinata (1980), dan 60,2% untuk saturasi air. Ketebalan reservoir berkisar antara 21,5-29 ft dengan kandungan fluida berupa gas.

Kata kunci: Cekungan Sumatra Tengah, Formasi Tualang, Karakteristik Reservoir, Analisis Petrofisika, Zona Prospek.

ABSTRACT

Tualang Formation which is the research target is located in the “KHF” Field, Central Sumatra Basin. Petrophysical analysis was carried out on three wells using data from well log, core, and mudlog to determine reservoir characteristics so that prospect zones can be determined. Reservoir in Tualang Formation is shaly sandstone which contains a lot of clay minerals. The clay content will affect the characteristics of the reservoir. Calculation results of shale volume, effective porosity, and water saturation show quite high values with cut-off of shale volume 60%, porosity 10%, and water saturation 65%. The prospect zone on the KHF-1 at 3,214-3,258 ft, KHF-2 at 3,272-3,318 ft, and KHF-3 at 3,210-3,244 ft, 3,320-3,386 ft, and 3,430-3,452 ft. The best reservoir candidate is tidal channel facies because it is evenly distributed in all three wells and is the thickest compared to other facies. The average value of each tidal channel facies parameter in the “KHF” field is 49.9% for shale volume, 11.4% for porosity

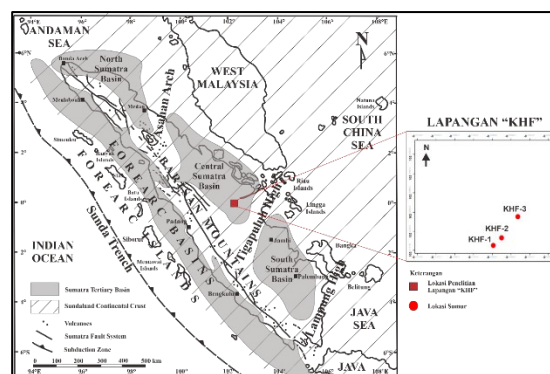
which is classified as enough according to Koesoemadinata (1980), and 60.2% for water saturation. The thickness of the reservoir ranges from 21.5-29 ft with a gaseous fluid content.

Keywords: *Central Sumatra Basin, Tualang Formation, Reservoir Characteristics, Petrophysical Analysis, Prospect Zone.*

PENDAHULUAN

Cekungan Sumatra Tengah merupakan cekungan busur belakang yang tersusun atas rangkaian struktur *half-graben* dan dipisahkan oleh *block horst* (Mertosono dan Nayoan, 1974). Keterbentukan cekungan berkaitan dengan adanya subduksi antara Lempeng Benua Eurasia dengan Lempeng Samudera Hindia pada awal Tersier. Struktur *half-graben* yang terbentuk pada fase *synrift* berperan sebagai tempat akumulasi hidrokarbon (Doust & Noble, 2008). Salah satu formasi pada cekungan ini yang dapat berperan sebagai reservoir adalah Formasi Tualang. Formasi ini terbentuk saat transgresi dengan litologi penyusun terdiri dari serpih gampingan, batulanau glaukonitan, dan lapisan tipis batupasir (De Coster, 1974).

Identifikasi karakteristik reservoir pada daerah penelitian dilakukan melalui analisis petrofisika. Petrofisika merupakan cabang ilmu yang mempelajari sifat fisik batuan dan interaksinya dengan fluida (Tiab, Djebbar & Donaldson, 2004). Sumber data untuk analisis petrofisika adalah log sumur dan didukung oleh batuan inti dan *mudlog*. Analisis dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif dengan tujuan mendapatkan ciri dan sifat fisik batuan. Informasi rinci mengenai karakteristik reservoir mampu menggambarkan model reservoir. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui karakteristik reservoir Formasi Tualang sehingga dapat ditentukan zona prospek hidrokarbon.

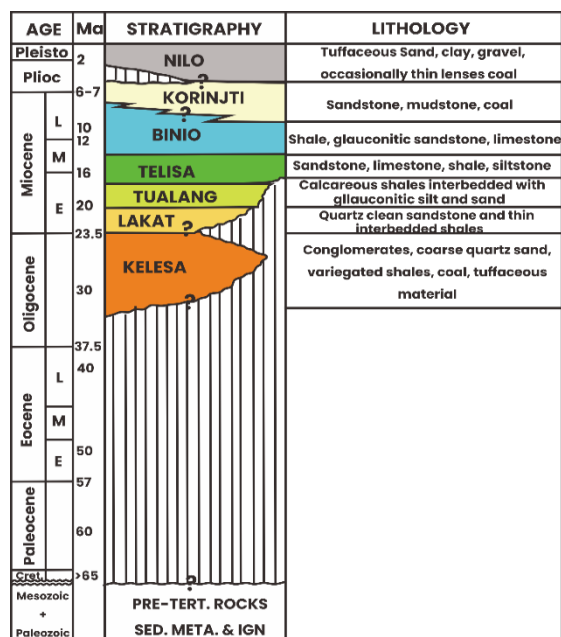


Gambar 1.1 Lokasi daerah penelitian (Barber, 2005).

TINJAUAN PUSTAKA

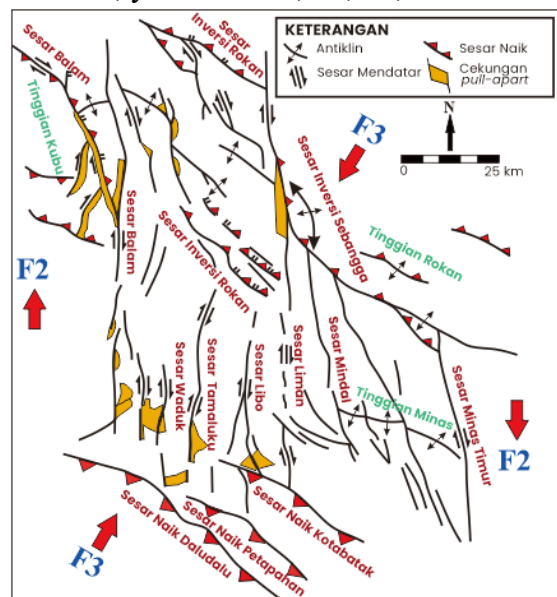
Geologi Regional

Cekungan Sumatra Tengah merupakan cekungan berumur Tersier yang diisi oleh sedimen klastik *non-marine* dan danau pada beberapa bagian *half-graben* (Eubank dan Makki, 1981). Bagian paling dalam Cekungan Sumatra Tengah berada di baratdaya dan menipis ke arah timurlaut. Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah secara rinci dijelaskan oleh De Coster (1974). *Basement* terbentuk pada Pra-Tersier terdiri dari batuan metamorf, sedimen, dan beku. Pengendapan dimulai dengan terbentuknya Formasi Kelesa pada Oligosen-Miosen Awal, Formasi Lakat pada Miosen Awal, Formasi Tualang pada Miosen Awal, dan Formasi Telisa pada Miosen Tengah yang diendapkan secara transgresi. Selanjutnya regresi terjadi membentuk Formasi Binio pada Miosen Tengah, Formasi Korinci pada Miosen Akhir-Pliosen, dan diakhiri dengan pengendapan Formasi Nilo pada Plio-Pleistosen.



Gambar 2.1 Kolom stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (De Coster, 1974)

Heidrik & Aulia (1993) membagi perkembangan struktur geologi Cekungan Sumatra Tengah menjadi empat fase tektonik, yaitu fase F0, F1, F2, dan F3.



Gambar 2.2 Struktur Cekungan Sumatera Tengah (Heidrik dan Aulia, 1993)

1. **Fase F0** (*basement development*), terjadi deformasi batuan dasar pada Akhir Paleozoikum-Mesozoikum, membentuk struktur berarah utara-

selatan, baratlaut-tenggara, dan timurlaut-baratdaya. Struktur umumnya berupa sesar yang mengalami reaktivasi menjadi sesar naik dan sesar mendarat.

2. **Fase F1** (*rifting*), pada Eosen Awal-Oligosen Akhir. Berkaitan dengan tumbukan Lempeng Samudra Hindia dengan Lempeng Benua Asia yang membentuk sistem rekahan trans-tensional, menyebabkan pemekaran kerak benua dengan rangkaian graben dan *half-graben*. Sesar normal berarah utara-selatan dan barat-laut-tenggara terbentuk disepanjang zona *rifting*.
3. **Fase F2** (*interior sag basin*), merupakan penurunan cekungan pada Oligosen Akhir-Miosen Tengah. Aktivitas tektonik menghasilkan sesar mendatar disepanjang sesar utara-selatan yang telah terbentuk pada fase sebelumnya.
4. **Fase F3** (kompresi), berkaitan dengan subduksi Lempeng Indo-Australia terhadap Lempeng Eurasia. Terjadi pada Miosen Akhir-Resen ditandai dengan aktivitas tektonik yang menyebabkan *sea floor spreading* di Laut Andaman, pengangkatan regional, terbentuknya jalur pegunungan vulkanik, dan terbentuknya *right lateral strike slip* sepanjang Bukit Barisan. Arah gaya yang menyebabkan kompresi di sepanjang Cekungan Sumatra Tengah adalah timurlaut-baratdaya.

Struktur geologi yang berpengaruh terhadap pembentukan Formasi Tualang utamanya berkembang pada fase F2 dan F3. Penurunan cekungan pada F2 membentuk ruang pengendapan bagi sedimen Formasi Tualang. Tektonik pada fase ini

menghasilkan sesar mendatar berarah utara-selatan. Aktivitas tektonik dilanjutkan pada F3 dengan adanya kompresi berarah timurlaut-barat daya menyebabkan keterbentukan struktur berarah baratlaut-tenggara. Struktur yang dihasilkan pada fase ini adalah sesar normal, sesar naik, lipatan, dan pembentukan jalur gunungapi. Struktur pada fase F3 merupakan struktur paling dominan di Cekungan Sumatra Tengah dan mampu membentuk jebakan hidrokarbon.

Well Log

Well log (log sumur) didefinisikan sebagai suatu grafik kedalaman dari satu set data yang menunjukkan parameter terukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Berikut beberapa jenis log sumur:

1. Log *Spontaneous Potential* (SP)

Log SP merupakan log yang mengukur hasil beda potensial arus searah antara elektroda didalam lubang bor dan elektroda dipermukaan dinotasikan dalam mV (Harsono, 1997). Pengukuran log SP tergantung oleh resistivitas fluida, resistivitas formasi, permeabilitas, ketebalan lapisan, serta tipe dan kandungan lempung. Log ini mampu mendeteksi lapisan permeabel, estimasi resistivitas air formasi (R_w), serta volume serpih.

2. Log Gamma Ray (GR)

Log GR merupakan log yang mengukur radioaktif (Uranium, Potassium, dan Thorium) dari suatu batuan. Kegunaan log ini diantaranya untuk identifikasi litologi, korelasi, dan perhitungan volume serpih. Kandungan radioaktif tinggi terdapat pada material serpih/lempung. Apabila hasil pengukuran menunjukkan nilai GR yang tinggi (defleksi ke kanan) diinterpretasikan adalah serpih dan

pembacaan GR rendah (defleksi ke kiri) diinterpretasikan sebagai batupasir atau karbonat. Namun batupasir juga dapat memiliki nilai GR tinggi apabila terdapat kandungan material radioaktif seperti K-Felspar, mika, atau glaukonit.

3. Log Resistivitas

Prinsip kerja log resistivitas didasarkan atas kemampuan batuan dalam menghantarkan arus listrik. Semakin tinggi daya hantar listriknya maka nilai resistivitas semakin kecil. Pengukuran resistivitas tergantung pada porositas dan fluida pengisi pori batuan. Log resistivitas digunakan dalam identifikasi zona hidrokarbon dan zona air pada reservoir, zona permeabel, dan porositas.

4. Log Neutron

Log neutron merupakan log yang mengukur indeks hidrogen formasi dengan merekam reaksi neutron yang ditembakkan pada formasi. Log ini berguna menentukan porositas, identifikasi litologi dan fluida.

5. Log densitas

Log densitas merupakan log yang menunjukkan besaran *bulk density* batuan dengan mengukur jumlah sinar gamma yang kembali ke detektor setelah ditembak sinar gamma. Log ini berguna menghitung porositas, densitas hidrokarbon, identifikasi litologi dan keberadaan hidrokarbon. Harga densitas batuan tergantung porositas, kandungan fluida, dan kekompakan batuan.

6. Log Sonik

Log sonik merupakan log yang mengukur *interval transit time* (Δt), yaitu besarnya cepat rambat gelombang elastik pada batuan. Waktu tempuh gelombang tergantung pada litologi, porositas, dan kandungan fluida (Harsono, 1997).

Analisis Petrofisika

1. Analisis Kualitatif

Analisis kualitatif merupakan analisis petrofisika yang dilakukan tanpa adanya perhitungan terhadap besaran yang terukur dalam log. Analisis dilakukan terhadap bentuk-bentuk kurva log yang bertujuan untuk mengetahui jenis litologi, zona permeabel, zona reservoir, serta kemungkinan kandungan fluida. Gabungan beberapa log sumur diperlukan dalam melakukan analisis secara kualitatif. Identifikasi litologi dan ketebalan reservoir menggunakan log GR dan SP. Identifikasi fluida menggunakan log resistivitas, SP dan neutron-densitas. Penentuan zona permeabel dan menggunakan log SP, GR, dan kaliper.

2. Analisis Kuantitatif

Analisis kuantitatif merupakan analisis log sumur yang dilakukan dengan rumus perhitungan guna mendapatkan besaran atau nilai parameter petrofisika. Parameter sifat fisik batuan diantaranya adalah volume serpih, porositas, dan saturasi air.

a. Volume Serpih (Vsh)

Kandungan serpih/lempung pada batuan akan mempengaruhi perhitungan sifat batuan seperti mengurangi nilai porositas efektif, mengurangi nilai permeabilitas, dan merubah nilai resistivitas. Perhitungan Vsh dapat dilakukan melalui beberapa persamaan:

Persamaan Asquith & Gibson (1982)

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad \dots (6)$$

Persamaan Larinov (1969) (7)

$$V_{sh} = 0.0823 (2^{3.7 IGR} - 1)$$

$$V_{sh} = 0.33 (2^{2 IGR} - 1)$$

Persamaan Steiber (1970) (8)

$$V_{sh} = \frac{IGR}{3 - 2 \times IGR}$$

Persamaan Clavier (1971) (9)

$$V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (IGR - 0.7)^2]^{1/2} \quad \dots (5)$$

Persamaan Asquith & Gibson (1982) merupakan perhitungan volume serpih menggunakan persamaan linear dan sisanya merupakan persamaan non-linear. Respon log *gamma ray* akan berbading lurus dengan volume serpih. Oleh karena itu, volume serpih dengan persamaan linear akan sesuai dengan nilai indeks *gamma ray*. Perhitungan dengan metode ini sering menghasilkan nilai volume serpih yang cukup tinggi. Tidak semua *gamma ray* dan volume serpih memiliki hubungan linear karena umur dan kandungan mineral akan mempengaruhi. Persamaan non-linear akan menghasilkan nilai yang lebih optimis.

b. Porositas (Φ)

Porositas merupakan kemampuan batuan dalam menyimpan fluida yang dapat dihitung dari rasio antara total rongga kosong per seluruh volume batuan. Definisi tersebut digunakan juga untuk menjelaskan istilah porositas total atau absolut. Perlu diketahui bahwa tidak semua rongga pada batuan saling terhubung. Total dari rongga yang saling terhubung pada batuan disebut dengan porositas efektif. Reservoir yang baik memiliki porositas efektif yang cukup untuk mengalirkan fluida. Perhitungan nilai porositas dapat dilakukan menggunakan log densitas, neutron, dan sonik.

Perhitungan dengan log densitas

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad \dots (1)$$

Perhitungan dengan log neutron (2)

$$\Phi_{nc} = \Phi_n - (V_{sh} \cdot \Phi_{sh})$$

Perhitungan dengan log densitas-neutron (3)

$$\Phi_e = \frac{\Phi_{DC} + \Phi_{nc}}{2} \quad \dots (4)$$

$$\Phi_e = \sqrt{\frac{\Phi_{DC}^2 + \Phi_{nc}^2}{2}}$$

Perhitungan dengan log sonik

$$\Phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad \dots (10)$$

c. Saturasi Air (Sw)

Saturasi air merupakan perbandingan antara volume pori yang terisi air dengan volume porositas total batuan. Perhitungan saturasi air bertujuan untuk menentukan zona hidrokarbon. Apabila fluida reservoir hanya terisi air maka nilai $Sw=1$, namun jika terdapat kandungan hidrokarbon nilai $Sw < 1$ dan nilai kejenuhan hidrokarbon (Sh) = $1 - Sw$. *Irreducible water saturation* (Sw_{irr}) adalah fluida air yang diadsorpsi oleh butir batuan atau tertahan karena tekanan kapiler sehingga tidak dapat mengalir. Beberapa persamaan yang dapat digunakan dalam penentuan nilai Sw :

Persamaan Archie (1941)

$$Sw = \sqrt[n]{\frac{R_w \times a}{\Phi^m \times R_t}} \quad \dots (11)$$

Persamaan Simandoux (1963)

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\sqrt{\frac{\Phi^m}{a \times R_w}} + \frac{V_{cl}^{1-0.5V_{sh}}}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \times Sw^{\frac{n}{2}} \quad \dots (12)$$

Persamaan Indonesia (1971)

$$Sw = \frac{C \cdot R_w}{\Phi^2} \left[\sqrt{\frac{5 \cdot \Phi^2}{R_t \cdot R_w} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)} - \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 \right] \quad (13)$$

Persamaan Archie digunakan untuk menghitung saturasi air pada *clean sand formation*, yaitu reservoir yang seluruhnya disusun oleh pasir, tidak memiliki kandungan serpih dan matriks matriks non-konduktif. Persamaan Simandoux dan Indonesia digunakan untuk menghitung Sw pada *shaly sand formation*. Kehadiran serpih yang bersifat konduktif akan mengurangi nilai porositas efektif, menurunkan nilai permeabilitas, dan merubah nilai resistivitas yang diprediksi menggunakan rumus Archie (Kurniawan, 2005 dalam Dwiyono & Winardi, 2014).

METODE PENELITIAN

Penelitian karakteristik reservoir dilakukan dengan menggunakan metode analisis petrofisika secara kualitatif dan kuantitatif. Analisis menggunakan log sumur didukung oleh data batuan inti dan *mudlog* dilakukan pada tiga sumur, yaitu sumur KHF-1, KHF-2, dan KHF-3. Analisis kualitatif dimaksudkan untuk mengetahui jenis litologi serta memperkirakan zona reservoir berdasarkan hasil pengamatan terhadap bentuk log sumur. Analisis kuantitatif dilakukan guna mendapatkan nilai parameter petrofisika batuan dengan menghitung nilai hasil pengukuran log sumur. Perhitungan parameter petrofisika yang dilakukan pada daerah penelitian, meliputi volume serpih, porositas, dan saturasi air.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian dilakukan pada tiga buah sumur, yaitu sumur KHF-1, KHF-2, dan KHF-3. Perhitungan parameter petrofisika tiap sumur dilakukan pada setiap fasies, hal ini dikarenakan perbedaan litologi akan menyebabkan perbedaan karakteristik reservoir. Analisis kualitatif dilakukan lebih dahulu untuk mengetahui litofasies dan lingkungan pengendapan Formasi Tualang. Selanjutnya dilakukan analisis secara kuantitatif, yaitu perhitungan terhadap parameter petrofisika yang meliputi perhitungan volume serpih, porositas, dan saturasi air.

Analisis Litofasies dan Lingkungan Pengendapan

Analisis litofasies pada daerah penelitian dilakukan dengan mengamati bentuk log sumur, deskripsi dan foto batuan inti, deskripsi *mudlog*, serta petrografi sehingga diketahui jenis litologi dan

karakteristiknya. Pembagian litofasies didasarkan atas karakteristik litologi baik secara komposisi, fisika, maupun kimia yang mampu membedakan litologi tersebut dengan litologi sekitarnya. Litofasies pada Formasi Tualang dikelompokkan menjadi delapan, yaitu serpih laminasi (Fl), serpih berlensa (Fls), batupasir *wavy lamination* (Sw), batupasir *current ripple* (Scr), batupasir glaukonitan (Sg), batupasir *cross-bedding* bioturbasi (Scb), perselingan batupasir dan serpih laminasi (ISFl), serta perselingan batupasir *cross-bedding* dan serpih berlensa (IScFls).

Berdasarkan struktur sedimen, bentuk log sumur, dan biostratigrafi maka lingkungan pengendapan diperkirakan berada pada fluvial-estuari-*shoreface*. Foraminifera bentonik yang ditemukan meliputi *Ammobaculites sp.*, *Ammonia umbonata*, *Lagena sp.*, *Quinqueloculina sp.*, *Trchammina sp.*, dan *Anguligerina sp.* merupakan penciri daerah transisi. Fasies dikelompokkan menjadi *interdistributary channel*, *floodplain*, *channel*, *mouth bar*, *tidal channel*, *sand flat*, *mixed flat*, *mud flat*, *transgressive bar*, *marine shale*, dan *prograding sand bar*.

Perhitungan Volume Serpih (Vsh)

Perhitungan volume serpih dilakukan menggunakan log *gamma ray*. Log ini mampu menghitung kandungan unsur radioaktif yang umumnya terkandung dalam mineral lempung atau serpih. Sehingga pembacaan log *gamma ray* ini dianggap mampu mencerminkan kandungan serpih dalam batuan. Metode yang digunakan untuk menghitung nilai volume serpih adalah metode Linear. Metode ini memberikan nilai volume serpih yang paling pesimis dibandingkan metode lain. Metode ini juga cocok digunakan pada

litologi yang mengandung serpih. Selain itu metode ini dibandingkan dengan *mudlog* nilainya lebih sesuai daripada metode lain.

Berdasarkan nilai rata-rata setiap fasies, diketahui bahwa nilai volume serpih pada Lapangan KHF cukup tinggi. Pada sumur KHF-1 nilai pada litologi batupasir memiliki volume serpih berkisar antara 34-56%, pada sumur KHF-2 berkisar antara 37-59%, dan sumur KHF-3 26-51%. Pengamatan sampel batuan sumur KHF-2 dan KHF-3 melalui *photomicrograph*, SEM (*Scanning Electron Microscope*), serta XRD (*X-Ray Diffraction*) menunjukkan adanya mineral lempung berupa illite, smectite, glauconite, kaolinite, chlorite, ankerite yang hadir sebagai semen, mineral autigenik, maupun *grain-coating*. Kehadiran mineral lempung membuat nilai volume serpih cukup tinggi (**Tabel 4.4**).

Persebaran nilai Vsh pada ketiga sumur memiliki karakter yang hampir sama. *Interdistributary channel* dan *prograding sand bar* memiliki nilai Vsh yang lebih tinggi dari fasies lain karena secara litologi disusun oleh perselingan batupasir dan serpih. *Tidal channel*, *sand flat* memiliki nilai yang lebih rendah.

Perhitungan Porositas (Φ)

Perhitungan porositas menggunakan log neutron dan densitas. Ada dua jenis porositas, yaitu porositas total dan porositas efektif. Porositas total merupakan total seluruh pori-pori pada batuan, sedangkan porositas efektif merupakan total pori-pori yang saling terhubung. Reservoir yang baik harus memiliki porositas efektif yang baik sehingga mampu mengalirkan fluida. Oleh karena itu, parameter porositas difokuskan pada porositas efektif. Hasil perhitungan kemudian dibandingkan dengan nilai porositas hasil analisis batuan inti. Apabila

nilai hasil perhitungan petrofisika mendekati hasil perhitungan porositas batuan inti berarti perhitungan yang telah dilakukan cukup akurat. Hasil perhitungan porositas efektif kemudian dikelompokkan dalam klasifikasi porositas menurut Koesoemadinata (1980) untuk mengetahui kualitasnya.

Tabel 4.1 Klasifikasi nilai porositas (Koesoemadinata, 1980)

Nilai porositas	Kualitas
0-5%	Dapat diabaikan
5-10%	Buruk
10-15%	Cukup
15-20%	Baik
20-25%	Sangat Baik
>25%	Istimewa

Semakin tinggi kandungan serpih pada suatu litologi maka akan semakin rendah nilai porositasnya. Namun pada reservoir daerah penelitian meskipun nilai volume serpih cukup tinggi, nilai porositas efektifnya tergolong cukup-baik (**Tabel 4.4**). Hal ini karena pada daerah penelitian terdapat pelarutan mineral yang menghasilkan porositas sekunder (*intragranular porosity*). Pelarutan mineral terjadi pada mineral asam seperti feldspar dan plagioklas karena sifatnya kurang resisten. Perhitungan porositas melalui batuan inti menunjukkan porositas intergranular jumlahnya cukup besar. Hubungan antara porositas dan permeabilitas berbanding lurus, semakin besar porositas maka akan semakin besar permeabilitas (Cannon, 2016). Oleh karena itu perhitungan permeabilitas tidak dilakukan karena perhitungan porositas efektif dianggap sudah cukup menggambarkan kondisi reservoir.

Perhitungan Saturasi Air (S_w)

Untuk menentukan metode yang akan digunakan dalam perhitungan nilai saturasi air, perlu diketahui lebih dulu jenis litologi yang menyusun Formasi Tualang. Berdasarkan identifikasi litologi yang telah dilakukan sebelumnya, diketahui bahwa zona reservoir disusun oleh batupasir serpihan (*shaly sandstone*). Terlihat dari bentuk log *gamma ray* yang berpola *fining upward*, *coarsening upward*, dan *serrated* mengindikasikan adanya kandungan lempung/serpih. Perhitungan V_{sh} memiliki nilai cukup tinggi yang menggambarkan kandungan lempung pada batuan.

Faktor penting yang digunakan dalam perhitungan S_w meliputi *tortuosity factor* (a), *cementation factor* (m), *saturation exponent* (n), resistivitas air (R_w) dan resistivitas serpih (R_{t_sh}). Besarnya nilai a , m , n didapatkan dari data SCAL (*Special Core Analysis*) yang merupakan hasil dari penelitian di laboratorium. Nilai R_w diperoleh melalui *picket plot* antara PHIT (porositas total) dan R_t . Pada zona yang diperkirakan berisi air didapatkan nilai R_w sebesar 2.55 Ohm. Sedangkan resistivitas serpih didapatkan dari zona dengan litologi serpih. Dengan asumsi bahwa litologi berupa *shaly sandstone* dan R_w 2.55 Ohm maka digunakan Persamaan Indonesia. Persamaan ini sudah memperhitungkan kehadiran mineral lempung sehingga akan lebih akurat digunakan dibandingkan metode yang lain.

Perhitungan S_w sangat dipengaruhi oleh nilai resistivitas. Litologi yang mengandung serpih/lempung pengukuran resistivitasnya akan menjadi rendah karena mineral lempung bersifat konduktif dapat mengembang menyerap air. Oleh karena itu, pada litologi *shaly sandstone* seperti

daerah penelitian nilai Sw akan cukup tinggi (Tabel 4.4).

Analisis Hidrokarbon

Jenis kandungan hidrokarbon pada reservoir dapat ditentukan berdasarkan data *chromatograph* yang didapatkan dari gas readings saat *mud logging* berlangsung. *Chromatograph* berisi rekaman pengukuran kandungan gas C1 (metana), C2 (etana), C3 (propana), C4 (butana), dan/atau C5 (pentana).

Tabel 4.2 Data *chromatograph* pada lapangan “KHF”.

Sumur KHF-1			Sumur KHF-3		
Kedalaman (ft)	C1	C2	Kedalaman (ft)	C1	C2
3.059	60		3.160	240	
3.065	760	trace	3.191	150	
3.071	850	trace	3.200	750	
3.190	210	80	3.240	750	
3.225	120	180	3.251	trace	
			3.260	400	
			3.270	500	
			3.311	trace	
			3.335	250	
			3.371	trace	
			3.427	trace	
			3.450	60	
			3.523	trace	

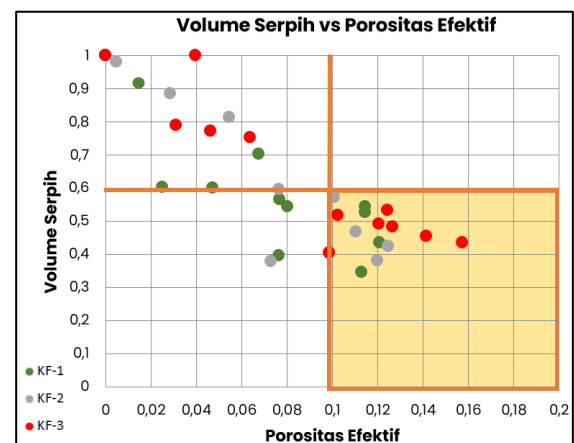
Sumur KHF-2		
Kedalaman (ft)	C1	C2
3.079	120	
3.095	650	
3.175	600	
3.199	420	
3.250	625	
3.295	680	
3.316	480	
3.330	160	
3.366	120	
3.407	90	

Data *chromatograph* menunjukkan bahwa hanya terdapat kandungan metana dan etana pada beberapa titik kedalaman. Kandungan C1 yang tinggi dapat diinterpretasikan sebagai *dry gas*, batubara, gas biogenik, atau *water wet zone*. Produktif *dry gas* akan menghasilkan utamanya metana atau bahkan hanya metana saja (Hashimov, 2015). Dikarenakan penyusun utamanya adalah C1 yang merupakan fasa ringan, maka gas tidak akan membentuk cairan atau embun ketika di permukaan. Dibawah permukaan, *dry gas* merupakan fasa cair dengan kandungan air yang tinggi sehingga perlu

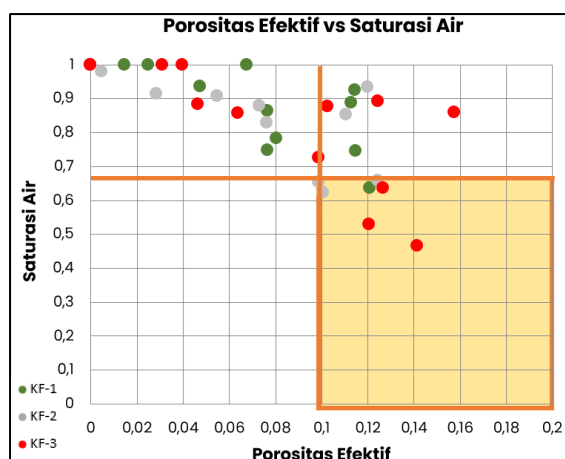
dilakukan pemisahan dengan air ketika sampai di permukaan. Dari hasil analisis data *chromatograph* tersebut, maka disimpulkan bahwa fluida reservoir adalah *dry gas* (metana). Indikasi hidrokarbon diperkuat dengan adanya noda, *odour*, dan *fluorescence* di beberapa titik kedalaman.

Cut-off dan Net Pay

Penentuan nilai *cut-off* dimaksudkan untuk memberikan nilai ambang batas pada setiap parameter petrofisika sehingga dapat dibedakan antara batuan yang merupakan reservoir dan yang bukan reservoir. Parameter petrofisika yang digunakan dalam penentuan nilai *cut-off* adalah volume serpih, porositas efektif, dan saturasi air.



Gambar 4.1 Crossplot porositas efektif dan volume serpih Lapangan “KHF”.



Gambar 4.2 *Crossplot* porositas efektif dan saturasi air Lapangan “KHF”.

Tabel 4.3 Nilai *cut-off* setiap parameter petrofisika pada Lapangan KHF.

Parameter	Nilai <i>Cut-off</i>	Satuan
Volume serpih	≤ 0.6	V/V
Porositas	≥ 0.1	V/V
Saturasi Air	≤ 0.65	V/V

Nilai *cut-off* pada Tabel 4.2 digunakan sebagai nilai ambang batas untuk ketiga sumur, hal ini dikarenakan dari hasil perhitungan parameter petrofisika sumur KHF-1, KHF-2, dan KHF-3 memiliki nilai yang tidak terlalu berbeda. Selain itu, ketiga sumur memiliki ciri litologi yang sama dengan lingkungan pengendapan yang sama sehingga dianggap memiliki karakteristik yang sama.

Penarikan garis terhadap sebaran data pada *crossplot* antara volume serpih dan porositas efektif menghasilkan nilai *cut-off* volume serpih sebesar 60% dan porositas efektif sebesar 10% (**Gambar 4.1**). Nilai tersebut merupakan batas reservoir, dimana interval yang termasuk reservoir harus memiliki nilai volume serpih sama dengan atau lebih kecil dari 60% dan porositas efektif sama dengan atau lebih besar dari 10%. Sedangkan untuk *cut-off* saturasi air ditetapkan berdasarkan penelitian hasil laboratorium dengan nilai sebesar 65%.

Penggunaan nilai *cut-off* ini dikarenakan hasil penelitian laboratorium sehingga nilainya akan lebih akurat. Kemudian ditarik garis batas pada *crossplot* porositas efektif dan saturasi air untuk melihat persebaran data (**Gambar 4.2**). Reservoir hidrokarbon yang dianggap produktif harus memiliki nilai saturasi air sama dengan atau lebih kecil dari 65%.

Nilai *cut-off* dari setiap parameter petrofisika yang telah ditentukan sebelumnya akan digunakan dalam melakukan perhitungan *pay summary*. Ada beberapa istilah yang perlu diketahui. *Gross thickness* merupakan ketebalan seluruh reservoir, sedangkan *net thickness* adalah ketebalan dari interval yang telah dibatasi oleh nilai *cut-off* dari parameter petrofisika. Ada tiga jenis *net thickness*, yaitu *net sand*, *net reservoir*, dan *net pay*. *Net sand* adalah ketebalan lapisan pasir yang bebas dari serpih dibatasi oleh nilai *cut-off* volume serpih. *Net reservoir* adalah ketebalan lapisan *net sand* yang memiliki nilai porositas diatas atau sama dengan nilai *cut-off*. *Net pay* merupakan ketebalan dari reservoir yang dibatasi oleh ketiga nilai *cut-off* dan ditetapkan sebagai zona prospek.

Zona Prospek

Zona prospek pada sumur KHF-1 berada di kedalaman 3.214-3.258 ft merupakan fasies *tidal channel* yang disusun oleh batupasir *current ripple* (Scr). Reservoir memiliki nilai rata-rata V_{sh} sebesar 43%, Φ sebesar 12%, S_w 63,5% dengan *net pay* sebesar 24 ft.

Zona prospek pada sumur KHF-2 berada di kedalaman 3.272-3.318 ft merupakan fasies *tidal channel* yang disusun oleh batupasir *current ripple* (Scr) dan batupasir *wavy lamination* (Sw). Reservoir memiliki nilai rata-rata V_{sh}

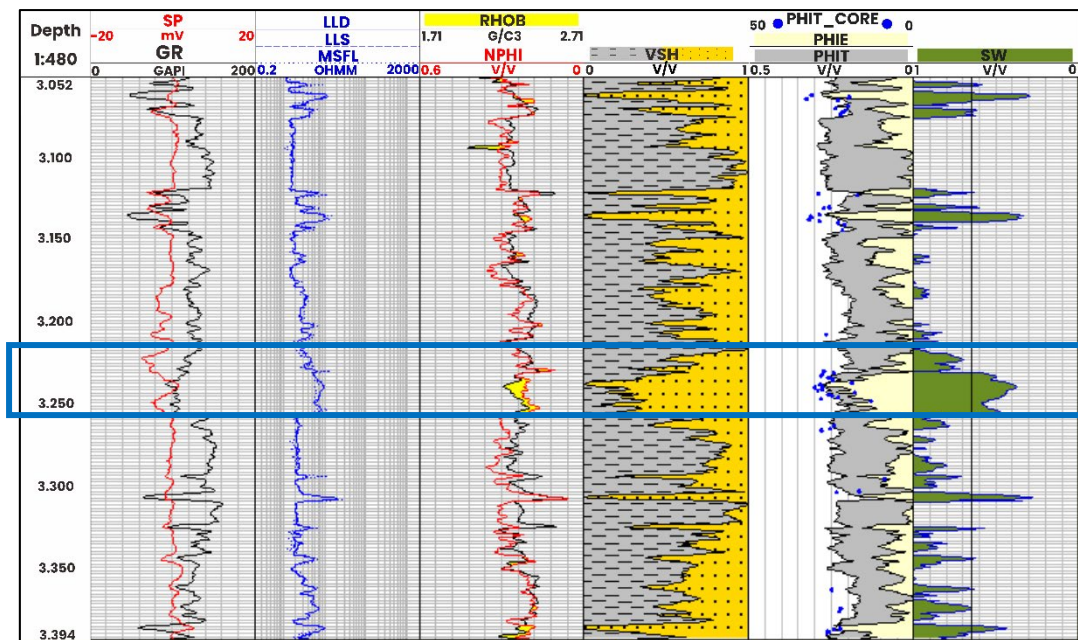
sebesar 57%, Φ sebesar 10%, Sw 64,3% dengan *net pay* sebesar 21,5 ft.

Zona prospek pada sumur KHF-3 dibagi menjadi tiga zona, yaitu kedalaman 3.210-3.244 ft, 3.320-3.386 ft, dan 3.430-3.452 ft. Pada kedalaman 3.210-3.244 ft reservoir disusun oleh batupasir *wavy lamination* (Sw) merupakan fasies *tidal bar*. Nilai rata-rata Vsh sebesar 48,3%, Φ sebesar 12,6%, Sw 64,3% dengan *net pay* sebesar 16 ft. Pada kedalaman 3.230-3.386 ft reservoir disusun oleh fasies *sand flat* dan *tidal channel* yang disusun oleh batupasir *wavy lamination* dan *current*

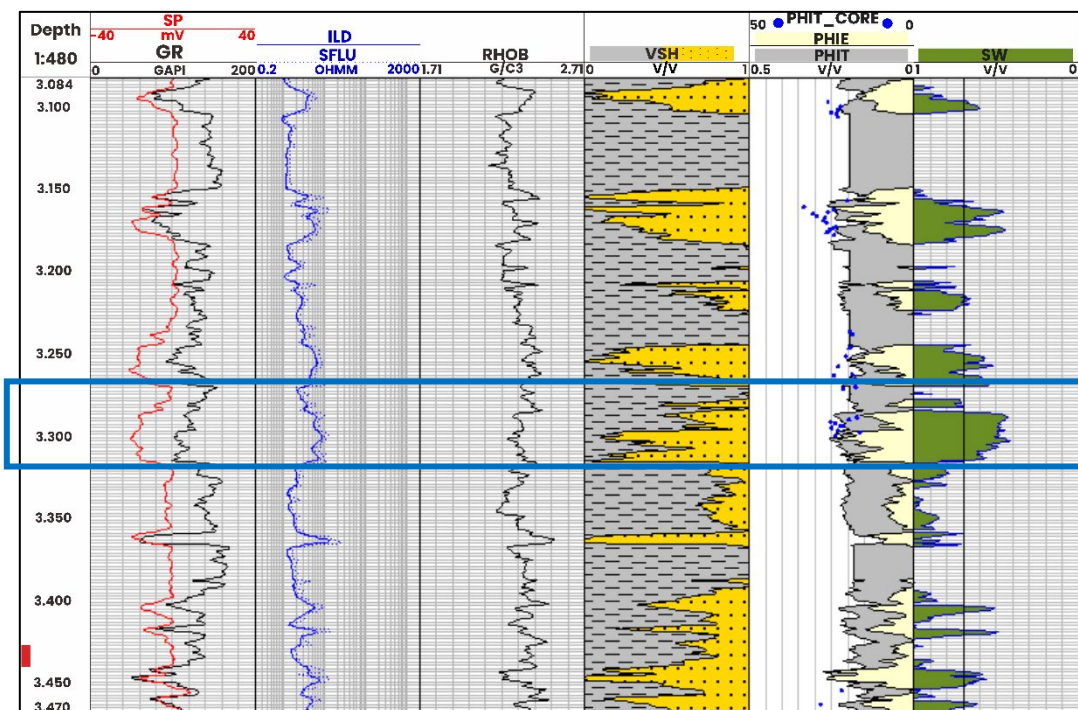
ripple. *Sand flat* memiliki nilai rata-rata Vsh sebesar 26,8%, Φ sebesar 20,5%, 33,4% dengan *net pay* sebesar 14,5 ft. *Tidal channel* memiliki nilai rata-rata Vsh sebesar 49,1%, Φ sebesar 12%, 52,9% dengan *net pay* sebesar 29 ft. Kedalaman 3.430-3.452 ft diinterpretasikan sebagai *mouth bar*, namun litologi tidak diketahui secara rinci karena tidak ada data batuan inti. Batupasir memiliki nilai rata-rata Vsh sebesar 45,4%, Φ sebesar 14%, 46,5% dengan *net pay* sebesar 6,5 ft.

Tabel 4.4 Karakteristik reservoir pada Lapangan “KHF”.

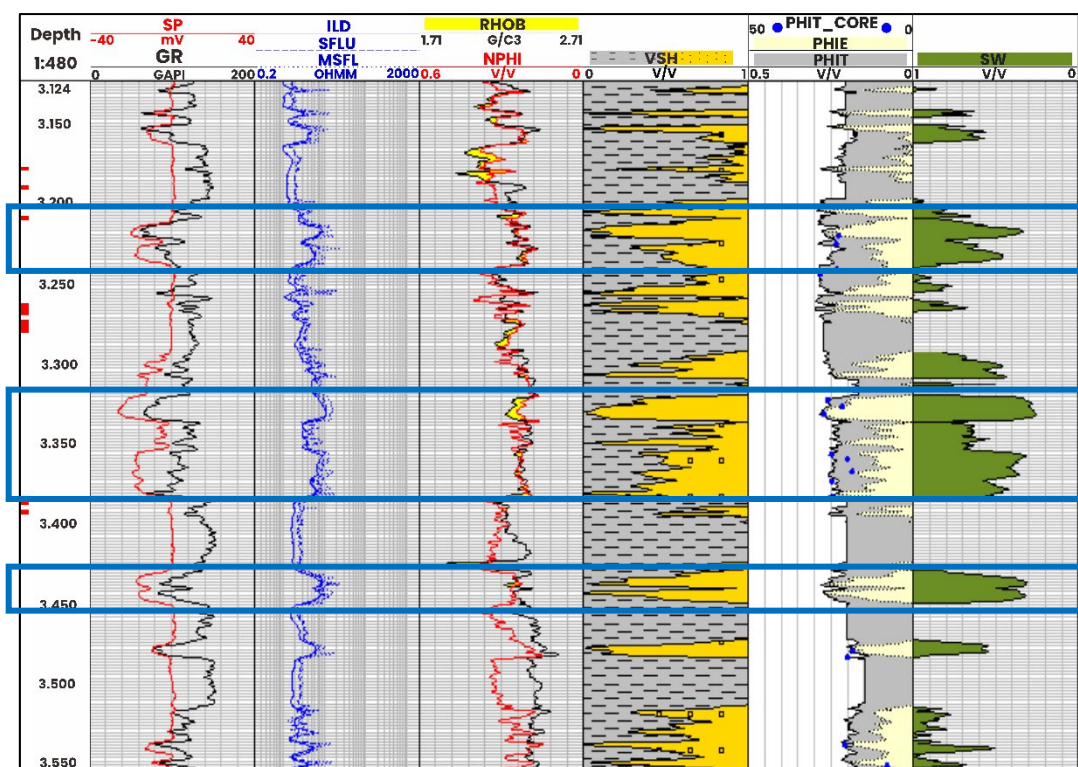
Sumur	Fasies	Kedalaman (ft)	Vsh	Φ	Klasifikasi (Koesoemadinata, 1980)	Sw	Net Pay		
							Gross	Net	NTG
KHF-1	Prograding Sand Bar	3.052-3.077	0,52668	0,1147	Cukup	0,7449	25	9	0.36
	Marine Shale	3.077-3.210	0,60339	0,02498	Dapat diabaikan	1	43	0	0
	Transgressive Bar	3.120-3.125	0,34582	0,11288	Cukup	0,88765	25	0.5	0
	Tidal Bar	3.125-3.150	0,54514	0,08034	Buruk	0,78174	25	7	0.28
	Mud Flat	3.150-3.170	0,54344	0,11453	Cukup	0,92524	20	0	0
	Mixed Flat	3.170-3.214	0,60066	0,0474	Dapat diabaikan	0,93598	44	0	0
	Tidal Channel	3.214-3.258	0,43472	0,12101	Cukup	0,63586	44	24	0.545
	Floodplain	3.258-3.304	0,70325	0,06757	Buruk	1	46	0	0
	Channel	3.304-3.310	0,3969	0,07658	Buruk	0,74798	6	0	0
	Floodplain	3.310-3.322	0,91645	0,01459	Dapat diabaikan	1	12	0	0
	Interdistributary Channel	3.322-3.394	0,56586	0,07676	Buruk	0,86346	72	6	0.08
KHF-2	Prograding Sand Bar	3.084-3.106	0,46861	0,11056	Cukup	0,85302	22	3	0.136
	Marine Shale	3.106-3.150	1	0	Dapat diabaikan	1	44	0	0
	Transgressive Bar	3.150-3.160	0,38053	0,11992	Cukup	0,93359	10	0.5	0.05
	Tidal Bar	3.160-3.188	0,42554	0,12459	Cukup	0,6679	28	15.5	0.553
	Mud Flat	3.188-3.202	0,98103	0,00471	Dapat diabaikan	0,98028	14	0	0
	Mixed Flat	3.202-3.246	0,88591	0,02861	Dapat diabaikan	0,91393	44	0	0
	Sand Flat	3.246-3.272	0,40325	0,09877	Buruk	0,66464	26	7.5	0.288
	Tidal Channel	3.272-3.318	0,57151	0,10082	Cukup	0,6433	46	21.5	0.467
	Floodplain	3.318-3.358	0,81405	0,05468	Buruk	0,90784	40	0	0
	Channel	3.358-3.368	0,3785	0,07294	Buruk	0,87935	10	0	0
	Floodplain	3.368-3.388	0,92505	0,00577	Dapat diabaikan	0,98939	20	0	0
	Interdistributary Channel	3.358-3.450	0,59702	0,07639	Buruk	0,82905	82	16.5	0.201
KHF-3	Prograding Sand Bar	3.124-3.164	0,77208	0,04633	Dapat diabaikan	0,88395	40	4	0.1
	Marine Shale	3.164-3.198	1	0,03974	Dapat diabaikan	1	34	0	0
	Transgressive Bar	3.198-3.210	0,43586	0,15737	Baik	0,91484	12	0	0
	Tidal Bar	3.210-3.244	0,48356	0,12659	Cukup	0,63634	34	16	0.47
	Mud Flat	3.244-3.260	0,533	0,12443	Cukup	0,89202	16	0	0
	Mixed Flat	3.260-3.320	0,75328	0,06386	Dapat diabaikan	0,858	60	8.5	0.141
	Sand Flat	3.320-3.338	0,2685	0,20506	Sangat baik	0,33427	18	14.5	0.853
	Tidal Channel	3.338-3.386	0,49154	0,12046	Cukup	0,52908	48	29	0.604
	Tidal Flat	3.386-3.430	0,79055	0,03113	Dapat diabaikan	1	44	0	0
	Mouth Bar	3.430-3.452	0,45481	0,1416	Cukup	0,46552	22	6.5	0.295
	Floodplain	3.452-3.474	1	0	Dapat diabaikan	1	22	0	0
	Channel	3.474-3.486	0,40448	0,09874	Buruk	0,72678	12	5	0.416
	Floodplain	3.486-3.514	1	0	Dapat diabaikan	1	28	0	0
	Interdistributary Channel	3.514-3.556	0,51861	0,10263	Cukup	0,8771	42	2.5	0.056



Gambar 4.31 Zona prospek berdasarkan parameter petrofisika sumur KHF-1



Gambar 4.4 Zona prospek berdasarkan parameter petrofisika sumur KHF-2



Gambar 4.5 Zona prospek berdasarkan parameter petrofisika sumur KHF-3

KESIMPULAN

Berdasarkan analisis petrofisika yang telah dilakukan maka, disimpulkan:

1. Formasi Tualang disusun oleh delapan litofasies, yaitu serpih laminasi (Fl), serpih berlensa (Fls), batupasir *wavy lamination* (Sw), batupasir *current ripple* (Scr), batupasir glaukonitan (Sg), batupasir *cross-bedding* bioturbasi (Scb), perselingan batupasir dan serpih laminasi (ISFl), serta perselingan batupasir *cross-bedding* dan serpih berlensa (IScFls) dengan lingkungan pengendapan fluvial-estuari-*shoreface*.
2. Reservoir berupa *shaly sandstone* ditunjukkan dengan nilai volume serpih yang cukup tinggi dan dibuktikan dengan petrografi yang menunjukkan kehadiran mineral

lempung sebagai mineral autigenik, semen, ataupun *grain-coating*.

3. *Cut-off* reservoir sebesar 60% untuk volume serpih, 10% untuk porositas efektif, dan 65% untuk saturasi air dengan kandungan fluida berupa gas.
4. Zona prospek pada sumur KHF-1 berada di kedalaman 3.214-3.258 ft, sumur KHF-2 berada di kedalaman 3.272-3.318 ft, serta sumur KHF-3 pada kedalaman 3.210-3.244 ft, 3.320-3.386 ft, dan 3.430-3.452 ft.
5. Kandidat reservoir yang paling baik merupakan fasies *tidal channel* karena persebarannya merata pada ketiga sumur dan paling tebal dibandingkan fasies lain. Nilai rata-rata setiap parameter fasies *tidal channel* pada lapangan "KHF" adalah 49,9% untuk volume serpih, 11,4% untuk porositas yang digolongkan cukup menurut Koesoemadinata

(1980), dan 60,2% untuk saturasi air. Ketebalan reservoir berkisar antara 21,5-29 ft.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis juga mengucapkan terimakasih kepada KST Universitas Padjadjaran yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk mengolah data-data penelitian serta memberikan izin untuk mempublikasikan hasil penelitian menjadi artikel ilmiah.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G., & Gibson, C. (1982). *Basic Well Log Analysis for Geologists*. The American Association of Petroleum Geologist.
- Cannon, S. (2016). *Petrophysics A Practical Guide*. Wiley Balckwell.
- De Coster, G. L. (1974). The Geology of the Central and South Sumatra Basins. *Proceedings Indonesian Petroleum Association Third Annual Convention*, 77–110.
<https://doi.org/10.29118/ipa.670.77.1>
10
- Doust, H., & Noble, R. A. (2008). Petroleum systems of Indonesia. *Marine and Petroleum Geology*, 25(2), 103–129.
<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2007.05.007>
- Dwiyono, I. F., & Winardi, S. (2014). Kompilasi Metode Water Saturation A. *Prosiding Seminar Nasional Kebumian Ke-7*, 30–31.
- Hashimov, Elmar. (2015). Qualitative Data Analysis: A Methods Sourcebook and The Coding Manual for Qualitative Researchers. *Technical Communication Quarterly*. 24.

10.1080/10572252.2015.975966.

- Koesoemadinata, R. P. (1980). Geologi Minyak dan Gas Bumi. In *Jilid 1* (Edisi Kedu). Penerbit ITB.
- Tiab, Djebbar & Donaldson, E. C. (2004). *Petrophysics : Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties* (Second Edi). Gulf Professional Publishing.